



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

# **Modelo de gestión para las transferencias del sector eléctrico**

**Ing. Johan Andrés Vélez Henao**

Universidad Nacional de Colombia - sede Medellín

Facultad de minas

Escuela de Geociencias

Medellín, Colombia

2014

# **Modelo de gestión para las transferencias del sector eléctrico**

**Ing. Johan Andrés Vélez Henao**

Tesis de investigación presentada como requisito parcial para optar al título de:

**Magister en Medio Ambiente y Desarrollo**

Director:

M.s.C. Luis Diego Vélez Gómez

Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín

Facultad de minas

Escuela de Geociencias

Medellín, Colombia

2014

*Esta tesis está dedicada a mi madre, por todo el esfuerzo, entrega y paciencia, sus ánimos y apoyo incondicional hicieron posible este logro. Un paso más cerca del sueño.*

## **Agradecimientos**

Gracias a mi madre, pues sin ella este proceso de aprendizaje nunca hubiese sucedido, su apoyo incondicional y sus constantes ánimos para perseguir mis sueños, a pesar de las adversidades y dificultades fueron de suma importancia durante todo este tiempo.

Así mismo un agradecimiento especial a mi director de tesis, MsC. Luis Diego Vélez Gómez por su confianza y acompañamiento constante, sus enseñanzas y acotes oportunos a lo largo de este trabajo fueron sumamente enriquecedores. Agradezco también a mis demás docentes que con su experiencia y enseñanzas sembraron en mi nuevo conocimiento, en especial al PhD. Iván Montoya quien desde el pregrado ha sido mentor y amigo, siempre con acertados consejos.

Finalmente agradezco a mis amigos y a todos aquellos que de una u otra forma me ayudaron a lo largo de este aprendizaje con sus consejos, críticas y correcciones. A quienes en todo momento estuvieron presentes brindándome una voz de aliento y me tendieron la mano.

## Resumen

El presente trabajo tiene como objetivo proponer un modelo de gestión para las transferencias del sector eléctrico basado en el enfoque de desarrollo local sostenible. Este enfoque ha sido desarrollado y adelantado por diferentes autores como Carrizosa, Lopera y Vélez. Para ello se parte de un examen sobre el estado actual de la generación hidroeléctrica en el mundo, en cuanto a sus impactos ambientales y sociales más significativos; seguidamente se prosigue con la caracterización del estado actual del sector energético en el país y posteriormente se evalúa el efecto fiscal de los asentamientos hidroeléctricos en la subregión del oriente antioqueño.

Finalmente se procede a hacer un análisis profundo de la información sobre las transferencias del sector eléctrico entregadas por EPM e ISAGEN durante los periodos comprendidos entre el año 2000-2012 en la subregión del Oriente Antioqueño y como caso piloto se escoge el examen de las transferencias en el municipio de San Carlos.

A partir de los hallazgos encontrados en el análisis se formula un modelo conceptual de asignación de la renta energética que busca valorar debidamente el capital natural entregado por las regiones a la generación hidroeléctrica del país.

### Palabras clave

Transferencias del sector eléctrico, desarrollo local sostenible, capital natural, impuesto predial.

## **Abstract**

This work has aims to propose a management model for transfers of the electricity sector based on a local sustainable development approach that has been advanced by authors as Carrizosa, Lopera y velez.

To move forward, this is done on the basis of the current state of the hydroelectric generation worldwide, as well as its meaningful environmental and social impacts. Then, the property tax behavior in municipalities which have hydroelectric settlement will be evaluated and it continues, with the characterization of the current state of the energy sector in the country.

Finally, an analysis of the information about transfers of the electricity sector that were provided by EPM e ISAGEN during the periods 2000-2012 in the subregion of the east of Antioquia and San Carlos town

Taking into account the results of the previous analyses, a methodological proposal will be presented. This seeks to value the natural capital delivered by the regions to the hydroelectric generation of the country.

### **Key words:**

Electricity sector transfers, Sustainable Local Development, Natural Capital, and Property tax.

## Contenido

Agradecimientos .....	IV
Resumen.....	V
Abstract .....	VI
1. Introducción.....	12
1.1 Metodología de Análisis. ....	12
2. Aspectos conceptuales. Las nociones de sostenibilidad local y territorial. ....	14
2.1 Desarrollo local sostenible. ....	17
3. Generación de energía hidroeléctrica .....	22
3.1 Tipos de proyectos hidroeléctricos. ....	23
3.1.1 Proyectos hidroeléctricos a filo de agua. ....	24
3.1.2 Proyectos hidroeléctricos con embalse. ....	24
3.1.3 Proyectos hidroeléctricos de almacenamiento por bombeo. ....	25
3.1.4 Clasificación por tamaño. ....	25
3.2 Embalses. Impactos ambientales y sociales de las centrales hidroeléctricas....	29
3.2.1 Impactos en los ecosistemas y la biodiversidad.....	30
3.2.2 Emisión de gases de efecto invernadero.....	30
3.2.3 Cambio de los regímenes en los caudales. ....	31
3.2.4 Retención de sedimentos y nutrientes en los embalses. ....	32
3.2.5 Migración de organismos acuáticos. ....	32
3.2.6 Generación de empleo. ....	33
3.2.7 Desplazamiento de personas. ....	33
3.2.8 Patrimonio cultural.....	34
3.2.9 Salud humana.....	35
4. Sector eléctrico en Colombia.....	36
4.1 Algunos rasgos históricos. ....	36
4.1.1 La configuración del Mercado. ....	38
4.2 Estructura del sector eléctrico. ....	43
4.2.1 Generación. ....	43
4.2.2 Transmisión.....	44
4.2.3 Distribución.....	44
4.2.4 Comercialización. ....	45

4.2.5	Consumidores finales. ....	45
4.2.6	Zonas No interconectadas – ZNI. ....	47
4.3	Desempeño financiero del sector eléctrico. ....	48
4.3.1	Desempeño financiero de los principales agentes del sector. ....	49
4.3.1.1	EMGESA.....	51
4.3.1.2	EPM. ....	52
4.3.1.3	ISAGEN.....	53
4.4	Mercado mayorista.....	55
4.4.1	Precio de la energía en bolsa.....	55
4.4.1.1	Formación de precios de energía en bolsa.....	56
4.4.1.2	Agentes Marcadores de precios. ....	57
4.4.2	Contratos entre agentes del mercado.....	58
4.5	Estructura y dinámica de la Generación eléctrica.....	59
4.6	Sector hidroeléctrico. ....	60
4.6.1	Generación de energía hidroeléctrica en el departamento de Antioquia. ....	61
4.6.1.1	ISAGEN.....	63
4.6.1.1.1	Centrales de generación de energía ISAGEN. ....	63
4.6.1.1.2	Central calderas.....	64
4.6.1.1.3	Central San Carlos.....	65
4.6.1.2	Empresas públicas de Medellín EPM.....	68
4.6.1.2.1	Central Playas.....	68
5.	Transferencias del sector eléctrico a los municipios. ....	72
5.1	Transferencias del sector eléctrico.....	72
5.1.1	Las asimetrías entre la renta hidroeléctrica y las transferencias.....	80
5.2	Análisis de las transferencias del sector eléctrico.....	82
5.2.1	Transferencias de EPM durante los años 2000-2012 a los municipios de Antioquia.....	83
5.2.1.1	Transferencias entregadas al Municipio de san Carlos por parte de EPM. ....	86
5.2.2	Transferencias de ISAGEN durante los años 2000-2012 a los municipios de Antioquia.....	90
5.2.2.1	Transferencias entregadas al Municipio de san Carlos por parte de ISAGEN. ....	93
5.3	Observaciones generales del ejercicio. ....	96
6.	Propuesta de gestión de las transferencias del sector eléctrico- un enfoque de sostenibilidad local. ....	98



6.1	Porcentaje de las transferencias.....	100
6.2	Instituciones y órganos administrativos. ....	104
6.3	Hacia una sostenibilidad local y regional.....	106
6.4	Integración sectorial y regional.....	107
7.	Conclusiones.....	107
8.	Recomendaciones.....	108
A.	Anexo: Mapa hídrico de Antioquia.....	109
B.	Anexo: Transferencias de EPM años 2000-2012.....	110
C.	Anexo: Transferencias del ISAGEN. Años 2000-2012.....	116
	Bibliografía.....	118

## Lista de figuras.

Figura 1.	Esquema de una central hidroeléctrica.....	23
Figura 2.	Porcentaje actual y esperado de participación de diferentes fuentes de energía a nivel global.....	27
Figura 3.	Esquema institucional del sector eléctrico.....	41
Figura 4.	Actividades del esquema eléctrico. ....	43
Figura 5.	Estructura del sector eléctrico. ....	47
Figura 6.	Complejo hidroeléctrico ISAGEN.....	65
Figura 7.	Distribución de las trasferencias. ....	76
Figura 8.	Distribución de las trasferencias. Propuesta.....	102

## Lista de tablas.

Tabla 1.	Clasificación de centrales por tamaño.....	25
Tabla 2.	Ingresos operacionales de EMGESA (millones \$ de 2012). ....	51
Tabla 3.	Principales cuentas de EMGESA.....	51
Tabla 4.	Ingresos operacionales de EPM (millones \$ de 2012). ....	52
Tabla 5.	Principales cuentas de EPM. ....	52
Tabla 6.	Principales cuentas de ISAGEN.....	53
Tabla 7.	Principales cuentas de ISAGEN.....	54
Tabla 8.	ROE de las 3 empresas más grandes del sector 2010-1012. ....	54
Tabla 9.	Capacidad instalada y porcentaje de participación del SIN. ....	59
Tabla 10.	Participación del mercado de generación en 2012. ....	60
Tabla 11.	Embalses y energía almacenada por región.....	61
Tabla 12.	Porcentaje de participación de generación en Antioquia. ....	62
Tabla 13.	Fuentes de generación de ISAGEN. ....	64

Tabla 14. Participación de municipios por embalse y cuenca de las centrales de ISAGEN (hectáreas). .....	67
Tabla 15. Distribución de centrales de generación de energía de EPM. ....	69
Tabla 16. Generación de energía en el departamento de Antioquia. ....	70
Tabla 17. Participación de municipios por embalse y cuenca de las centrales de EPM (hectáreas).....	71
Tabla 18. Valor tarifa en bloque 1996-2012.....	77
Tabla 19. Uso de las transferencias por parte de los municipios. ....	78
Tabla 20. Transferencias entregadas por la central de Playas a los municipios participantes de su cuenca y embalse. Periodo 2000-2012.....	85
Tabla 21. Transferencias por kwh generado recibidas por los municipios de San Rafael y el Peñol (\$/kwh) .....	86
Tabla 22. Reporte de transferencias de EPM, San Carlos y el autor. Cifras en millones de pesos. ....	87
Tabla 23. Diferencias entre los valores reportados. ....	88
Tabla 24. Reporte de generación anual de EPM y XM. ....	89
Tabla 25. Transferencias entregadas por la central de San Carlos a los municipios periodo 2000-2012. ....	92
Tabla 26. Transferencias por kWh generado recibidas por los municipios de San Carlos, Granada, Alejandría, San Roque y Santo Domingo (\$/kWh) durante 2000-2012 .....	93
Tabla 27. Reporte de transferencias de ISAGEN, San Carlos y el autor. Cifras en millones de pesos.....	95
Tabla 28. Diferencias entre los valores reportados. ....	95
Tabla 29. Capacidad instalada asociada al embalse .....	96
Tabla 30. Transferencias del sector eléctrico a los municipios del oriente de Antioquia durante 2000-2012 (\$/kwh generado) .....	97
Tabla 31. Transferencias de la central Playas. Proyecto de Ley 88 .....	101
Tabla 32. Porcentaje de transferencias propuestas para el modelo.....	102

## Lista de Gráficas.

Grafica 1. Porcentaje de trasferencias respecto a las utilidades netas de EPM e ISAGEN.....	20
Gráfica 2. Variación anual del impuesto Predial.....	21
Gráfica 3. Crecimiento del PIB y la demanda de energía eléctrica 1995-2013.....	46
Grafica 4. Participación del PIB del sector eléctrico sobre el PIB total.....	48
Gráfica 5. Rentabilidad promedio del sector eléctrico. ....	49
Grafica 6. Tarifa de electricidad en Latino américa centavos dólar/kWh .....	50
Gráfica 7. Porcentaje de tiempo en que cada agente fue marcador del precio en bolsa. ....	57
Gráfica 8. Porcentaje de tiempo en que cada planta fue marcadora del precio en bolsa por rangos de precio en \$/ kwh.....	58
Grafica 9. Evolución nacional de la tarifa por estrato .....	80
Gráfica 10. Transferencias del sector eléctrico de EPM a las corporaciones y las regiones de Antioquia. ....	83

Gráfica 11. Transferencias de ISAGEN en Antioquia..... 90

Grafica 12.Transferencias de ISAGEN a los municipios del departamento de Antioquia.  
..... 91

## **1. Introducción.**

El presente documento tiene como objetivo brindar una reflexión sobre las retribuciones que causa la expansión del sector eléctrico colombiano, con especial atención en las transferencias del sector eléctrico entregadas a los municipios y corporaciones autónomas por parte de las generadoras de energía hidroeléctrica establecidas en la jurisdicción del Oriente Antioqueño. Más allá de este propósito se tratara de ofrecer un modelo alternativo que mejore la asignación y distribución de la renta hidroeléctrica, desde una perspectiva de desarrollo sostenible local.

Para tal objetivo se plantea la revisión detallada de un caso piloto: las transferencias e impuestos del municipio de San Carlos. La razón de esta escogencia se da porque este Municipio posee en su jurisdicción 3 centrales de generación hidroeléctrica lo cual lo postulan como el municipio que en mayor grado contribuye a la generación de energía hidroeléctrica del país. Esta revisión implica una observación detallada del mecanismo por el cual se entregan las transferencias a efecto de determinar cuáles son las inconsistencias que se presentan a la hora de brindar una retribución territorial adecuada. Igualmente se brinda una revisión del comportamiento de impuesto predial en los municipios con asentamientos hidroeléctricos dado que en algunos casos las centrales ocupan hasta el 25% del territorio de una región. Esta situación provoca una regresividad tributaria, en tanto que las empresas hidroeléctricas disponen de un régimen especial de tributación que no consulta sus altos niveles de productividad. En tal sentido se produce un desequilibrio presupuestal porque los municipios sacrifican su tributo insignia (El predial) por abrirle paso a la ocupación de sus tierras para la actividad generadora.

Se pretende determinar cuáles son las fallas de asignación que, a nivel conceptual, causan una regresividad en los presupuestos municipales. Por lo tanto, en este apartado, se identificaran las principales dificultades que se presentan en las descompensaciones de la retribución a los recursos territoriales que los municipios aportan a los asentamientos Hidroeléctricos.

### **1.1 Metodología de Análisis.**

Para realizar el análisis del impuesto predial y las transferencias del sector eléctrico entregadas a los municipios del oriente de Antioquia y en particular el Municipio de San Carlos en el periodo de 2000- 2012 se revisaron diferentes fuentes de información aportadas por: la corporación autónoma del oriente Antioqueño CORNARE, las empresas que hacen presencia en el municipio, EPM e ISAGEN, ver anexo B y C y los entes de regulación estatal como la CREG, la Contraloría y la Procuraduría General de la Nación CGN y PGN y el Banco de la República. Así como también la información aportada por el municipio de San Carlos.

El análisis de las transferencias cuenta a su vez con el cálculo del monto total de las transferencias, propio del autor, basado en el concepto de la participación por cuenca y por embalse estipulado en el artículo 45 de la ley 99 de 1993. Para este fin, se

recurrió a la información aportada por la resolución de la Gobernación de Antioquia número 686 de 1994 por medio del cual se “dictaminan unas cuencas y unos embalses y se determinan sus áreas y las de los municipios con terrenos en ellos”. Así mismo, para obtener información de la generación de cada central en el periodo seleccionado se consultó la página web de XM(XM filiar de ISA, 2014) la cual es la encargada de la administración del mercado de energía mayorista en el país.

En cuanto a al precio de energía en bloque base para la liquidación de las transferencias, se consultó la base de datos de la página web del Banco de la república(Banco de la Republica, 2014a, 2014b, 2014c, 2014d, 2014e, 2014f, 2014g, 2014h, 2014i) quien es la autoridad competente para determinar la meta de inflación prevista para cada año con la cual se fija esta tarifa. Ver tabla 23.

La información suministrada por parte del Municipio de San Carlos en cuanto a las transferencias, contiene las transferencias otorgadas por EPM e ISAGEN durante los años de 1994 hasta el 2011.

Con esta información se realizó inicialmente una comparación entre las diferentes fuentes de información aportada por los entes antes mencionados. Posteriormente se realizaron los cálculos propios del autor con la información disponible para esto y se compararon con las diferentes fuentes aportadas por la corporación autónoma de CORNARE, las empresas de EPM e ISAGEN y el Municipio de San Carlos.

Seguidamente se realizaron los análisis generales sobre los 18 Municipios del oriente de Antioquia que reciben transferencias por la cadena de embalses conformada por las centrales de (San Carlos, Jaguas, Calderas, Playas y Guatapé) y finalmente se hizo un análisis minucioso a las transferencias entregadas por EPM e ISAGEN al Municipio de San Carlos a efecto de determinar su consistencia o inconsistencia y evidenciar si existe un criterio unánime sobre el monto real que debe ser transferido al municipio que más proyectos hidroeléctricos tiene por  $\text{km}^2$  . A partir de allí se extenderán las conclusiones de este municipio a todo municipio que tenga asentamientos en su territorio.

Dadas estas circunstancias, se evaluara la importancia de los impuestos locales en la financiación fiscal para los municipios, del oriente y el nordeste antioqueño, con presencia de centrales hidroeléctricas; e igualmente se analizara la incidencia de las compensaciones del impuesto predial y de las transferencias del sector eléctrico en la estructura fiscal y productiva de los municipios afectados; finalmente, se realizara una discusión sobre los hallazgos y se plantearan algunas conclusiones y recomendaciones.

De esta manera el presente trabajo cuestiona, a través de evidencias puntuales, los fundamentos que rigen la distribución de las transferencias del sector eléctrico. En esta dirección aparece que las transferencias han dejado de ser un instrumento idóneo para la conservación del capital natural de las regiones en tanto que su algoritmo de cálculo, su asignación y su distribución han permitido una “desinversión” que pone en riesgo no solo la sostenibilidad municipal sino también las mismas bases técnicas del asentamiento hidroeléctrico y, desde luego, la sostenibilidad ambiental del sector .De tal forma, se tratara de visualizar alternativas que permitan, desde lo regional, hacer

una contribución a los objetivos nacionales del sector eléctrico sin asumir costos irreversibles sobre las bases naturales y fiscales de la generación hidroeléctrica.

En consecuencia, este trabajo se organiza de la siguiente forma. En los primeros apartados se plantea el marco teórico sobre el cual se sustenta el presente trabajo, es decir el desarrollo sostenible local, posteriormente se hace una identificación de los impactos ambientales y sociales producidos por las centrales hidroeléctricas en su ejecución. Seguidamente, en el capítulo 3, se presenta una descripción detallada del sistema eléctrico colombiano desde su composición y estructura tarifaria, así como también en su desempeño financiero a nivel nacional, con énfasis en tres agentes generadores, dos de ellos con presencia en el municipio de San Carlos. En el capítulo 4 se presenta un planteamiento en cuanto al nuevo comportamiento del impuesto predial y su impacto fiscal en los municipios con asentamientos hidroeléctricos, e igualmente se muestra la incapacidad de las transferencias del sector eléctrico para retribuir a las regiones por el uso de su capital natural; posteriormente, en el capítulo 5, se realiza el análisis del impuesto predial y las transferencias del sector eléctrico para evidenciar las hipótesis anteriores en los Municipios del Oriente de Antioquia con énfasis especial en el Municipio de San Carlos, es decir se expone el análisis del caso piloto. Más adelante, en el capítulo 6, a partir de los hallazgos se entrega una propuesta metodológica para un modelo de gestión de las transferencias más equitativo y transparente. Finalmente en los capítulos 7 y 8 se exponen las principales conclusiones y las recomendaciones que abren el camino para una futura línea de investigación.

## **2. Aspectos conceptuales. Las nociones de sostenibilidad local y territorial.**

Estas nociones ya se introducían sutilmente en la década de los 70s durante la conferencia de Estocolmo, en relación con el aseguramiento de la oferta de peces y árboles, promovida por un movimiento ambientalista que crecía en participación como consecuencia de las crisis ambientales y energéticas de los 60s y 70s. Este movimiento puso en evidencia dos principios: 1. Los recursos naturales son agotables y 2. El medio ambiente tiene un límite en su capacidad de asimilación de desechos; No obstante, no fue sino hasta 1987 que el concepto de sostenibilidad se popularizó y se propagó alrededor de todo el mundo. El concepto de sostenibilidad se presentaba así:

“Sustainable development seeks to meet the needs and aspirations of the present without compromising the ability to meet those of the future. Far from requiring the cessation of economic growth, it recognizes that the problems of poverty and underdevelopment cannot be solved unless we have a new era of growth in which developing countries play a large role and reap large benefits”.  
(United Nations, 1987)

Más adelante, la comisión de Brundtland fue quien extrapolo la idea de sostenibilidad al tema de desarrollo. Sin embargo de acuerdo con Carrizosa (Carrizosa, 2005) dicho concepto suscita diferentes interpretaciones: para los ecólogos humanistas se trataba de asegurar la existencia de los seres humanos sobre el planeta, y para los biólogos y

lo ingenieros forestales el problema era la conservación de los bosques y la vida marina, mientras tanto el objetivo de la comisión era asegurar el crecimiento continuo de indicadores como el de “producto nacional bruto” e ingresos per cápita, ligados al concepto economicista del bienestar.

De acuerdo con Lopera (Lopera, 2008) desde la economía neoclásica se ha buscado interpretar el concepto de desarrollo sostenible como crecimiento sostenible, es decir capacidad de consumo sostenible. De esta manera el término desarrollo sostenible tal y como es entendido por la corriente económica neoclásica, que es la que domina los organismos multilaterales como el Fondo Monetario Internacional y el Banco Mundial, es ante todo crecimiento sostenible del consumo, lo cual va necesariamente en contravía de los problemas que se querían resolver, pues el crecimiento sostenible necesariamente implica que los recursos de la biosfera no limitarán el crecimiento y que el medio ambiente no tiene límites en su capacidad de asimilación.

Esta definición de desarrollo sostenible y algunas 100 más que se han promovido a partir del informe de Brundtland han sido utilizadas para construir modelos operativos para alcanzar un desarrollo sostenible. En tal sentido, siguiendo a Carrizosa (Carrizosa, 2003) para el neoliberalismo, la competencia abierta a nivel global llevara necesariamente a que el crecimiento sea sostenible y esa sostenibilidad llevara automáticamente al bienestar de las generaciones futuras.

No obstante son numerosas las polémicas que se abren desde 1987 hasta hoy en cuanto a la definición de desarrollo sostenible. De acuerdo con Carrizosa (Carrizosa, 2003) un primer grupo de críticos se refieren a la imposibilidad de conocer las preferencias humanas futuras que pueden determinar restricciones actuales, un segundo grupo de acuerdo con el autor recurre al análisis foucaltiano para descubrir los intereses ocultos detrás del uso de la palabra desarrollo. Aquí Carrizosa en connivencia con Arturo Escobar, uno de los autores más importantes en esta tendencia, pone en duda el concepto de desarrollo sostenible y todas las formas de desarrollo. También la publicación del “Diccionario del desarrollo” W. Sachs reúne a Escobar y a otros autores en la tarea de develar como un grupo reducido de intelectuales occidentales, mediante sus relatos político-técnicos modifican la forma de ver la pobreza, el progreso, el bienestar y la economía para hacer ver el desarrollo sostenible como un nuevo ámbito en el que a través de modificaciones del lenguaje técnico se irrumpen y se afectan decisiones en lo político y en lo doméstico.

“Al decir ‘desarrollo’, sin embargo, la mayor parte de la gente dice actualmente lo contrario de lo que quiere expresar. Todo el mundo se confunde por usar sin sentido crítico esta palabra sobrecargada se está transformando su agonía en una condición crónica. Han empezado a emanar todo género de pestes del cadáver insepulto del desarrollo. Ha llegado el tiempo de revelar su secreto y verlo en toda su desnudez.” (Sachs, 1996, p.52)

Estas críticas hacen eco en el neoliberalismo globalizante, que enfrenta así mismo las críticas con relación a los intereses de las comunidades locales. De acuerdo con Leff citado en Carrizosa (2003) la única salida se encuentra en este argumento:

“diversas manifestaciones de resistencia cultural al discurso de la sustentabilidad y a las políticas de globalización, dentro de estrategias de las

comunidades autogestoras de su patrimonio histórico de recursos naturales y culturales (...). Este movimiento de resistencia se articula con la construcción de un paradigma alternativo de sustentabilidad, en el cual los recursos ambientales aparecen como potenciales capaces de reconstruir el proceso económico dentro de la nueva racionalidad productiva, planteando un proyecto social fundado en las autonomías culturales, en la democracia y en la productividad de la naturaleza”(Carrizosa, 2003)

Las discusiones teóricas que se ciernen entorno a la validez del concepto de desarrollo sostenible hacen que convenga retornar a las ideas de desarrollo sostenible local y regional. Ideas ya puestas en discusión en la década de 1970 bajo el concepto de ecodesarrollo de Ignacy Sachs.

El concepto de desarrollo sostenible local guarda relación con las ideas de desarrollo comunitario expuesta por Leff, pero diferenciándose en el sentido de que no suponen la existencia de una comunidad en el sentido estricto del concepto ni en su relación con las etnias indígenas o afroamericanas. De acuerdo con Carrizosa (Carrizosa, 2003) la idea es profundizar en la posibilidad de que las realidades locales de los asentamientos humanos de baja densidad de población puedan permitir un aumento sostenible de la calidad de vida de esos pobladores bajo las circunstancias actuales de disgregación social, de globalización económica y de masificación cultural que son comunes en todo el territorio colombiano; para ello Carrizosa propone un concepto posible que habrá de llamarse: “el incremento del patrimonio ecológico del municipio”.

La constitución de 1991 había introducido el concepto de “patrimonio ecológico del municipio” y encargado a los concejos y a las autoridades municipales de su defensa y conservación. Sin embargo, según Carrizosa (2003) este concepto fundamental ha sido poco desarrollado en los municipios y puede tener un potencial apreciable para integrar la sociedad municipal y aumentar la equidad inter e intrageneracional en el ámbito local.

Carrizosa sugiere que al aumentar el patrimonio natural en términos generales se puede contradecir el pensamiento ambiental sustentado en la segunda ley de la termodinámica y en consecuencia la existencia de límites físicos planetarios. Sin embargo, afirma que es posible aumentar ciertas formas de capital natural a expensas de otras formas de capital y también es posible aumentar ciertas formas de patrimonio natural de una localidad con límites específicos, si se transfieren capitales de otras localidades como se ha hecho y puede hacerse en sentidos inversos.

Visto desde una perspectiva sistémica se trata de ver entonces a los municipios y localidades como sistemas abiertos y complejos en donde lo que se sostiene es un sistema y un proceso. En este sentido la función-objetivo de un municipio sería la de: aumentar la calidad de vida de la población. Esto debería alcanzarse hasta el punto en que no se exceda diferentes tipos de parámetros establecidos, que bien podrían ser ambientales, sociales, entre otros.

Para ello Carrizosa propone la construcción de conceptos de sostenibilidad de la nación, de la región, del municipio y de la ciudad. Propone también trabajar con definiciones amplias de sostenibilidad manteniendo como concepto principal la necesidad o el deseo de perennidad de un proceso x, por ejemplo poblamiento,



desarrollo económico o aumento de la calidad de vida. En ese contexto, el aumento continuo de la calidad de vida general en un municipio específico significaría que ese municipio es sostenible. En el mismo contexto, pero centrado en otro proceso, el aumento continuo de la población de un municipio específico significaría también que ese municipio es sostenible. La decisión del proceso – objetivo es una decisión política previa producto de la concertación de un objetivo o un interés particular entre los diferentes grupos de interés, las organizaciones gremiales y la comunidad. En el ámbito legal colombiano, la Ley 99 es clara al establecer el desarrollo económico y el aumento de la calidad de vida como procesos objetivos del desarrollo sostenible.

Una función general de sostenibilidad según Carrizosa se puede expresar matemáticamente de la siguiente forma:

PO:  $F(f_n, f_1, f_2 \dots f_i)$

En donde:

PO = proceso objetivo

$F_n$  = factor físico-biótico, no antrópico, de sostenibilidad

$F_i$  = factores antrópicos de sostenibilidad

En el modelo definido por la Ley 99 de 1993 el proceso objetivo consta de tres grandes variables: el crecimiento económico de Colombia, el aumento de la calidad de vida y el bienestar social de la población colombiana; acá el factor natural puede alterarse siempre y cuando se haga sin: “agotar la base de recursos naturales renovables en que se sustenta, ni deteriorar el medio ambiente o el derecho de la generaciones futuras a utilizarlo para la satisfacción de sus propias necesidades”(Carrizosa, 2003)

La idea fundamental para Carrizosa es que el rescate de lo local no niega lo global, la idea es avanzar hacia una sostenibilidad global con base en sostenibilidades locales. En el desarrollo de estas ideas avanza satisfactoriamente con sus trabajos, especialmente en su libro publicado en 2005 (desequilibrios territoriales y sostenibilidad local, conceptos, metodologías y realidades), allí se preocupa por definir procesos y políticas para dirigir la población hacia los territorios con mayor sostenibilidad potencial y para restaurar los territorios degradados en una Colombia que como afirma “antes de ser rico, es complejo y es bello, sus ecosistemas facilitan la vida humana, pero no son adecuados para la concentración de riqueza ni para la centralización del poder...” (Carrizosa, 2005)

## **2.1 Desarrollo local sostenible.**

Como se mencionó anteriormente, las discusiones sobre el concepto de desarrollo sostenible son pendulares porque van desde las contundentes argumentaciones del informe de Brundtland, donde lo esencial son las metas económicas del consenso de Washington, hasta la necesidad de avanzar en un concepto que sin impedir la explotación de los recursos naturales de una región garantice la sostenibilidad local.

En el caso de la generación hidroeléctrica el uso intensivo que se hace del capital natural, representado en ecosistemas con dotación especial de recursos como la tierra y el agua, representaría una fracción grande de los proyectos hidroeléctricos si se tomaran en cuenta sus servicios ecosistémicos regionales. Se quiere decir que un desarrollo hidroeléctrico no es posible con solo capital humano, infraestructura civil, recursos económicos y financieros y bases tecnológicas propias de la generación hidráulica; es imprescindible el aporte del capital natural. Sin embargo, esta fracción del capital total que permanece implícita en los proyectos no es suficientemente retribuida como quiera que este factor, que compromete la calidad de vida de generaciones presentes y futuras, no es valorado en la gestión de los embalses.

En tal sentido, de acuerdo con Lopera (Lopera, 2008) "la estrategia para avanzar en el concepto de gestión sostenible local para la explotación de un recurso natural, en este caso el agua, tendrá que basarse en 5 elementos: a) garantizar la tasa de recarga; b) proteger el capital natural crítico; c) pagar los impactos ambientales ; d) garantizar que no se distorsionen ni la economía ni las condiciones de vida locales y e) garantizar una rentabilidad económica que se encuentre dentro de los criterios comerciales".

La parte a) es una condición técnica para ampliar el horizonte de los proyectos hacia el largo plazo dada la restricción que va imponiendo a la vida útil de los proyectos tanto la sedimentación como la colmatación de los embalses; es decir, la paulatina pérdida de la capacidad útil del embalse por estos efectos.

El elemento b) obliga a tomar una definición de capital natural crítico. En efecto, de acuerdo con (Noël y O'Connor 1998, citado por Lopera, 2008) "el capital natural crítico es definido como el conjunto de recursos medio ambientales que a una escala geográfica dada aseguran las funciones medio ambientales importantes para las cuales no existe ningún sustituto en términos de capital manufacturado o humano".

Siendo así, esta definición implica que el cálculo de la tasa por utilización de agua considerado en el Decreto 155 de 2004 contiene los elementos sustanciales para remunerar esta fracción de capital natural; sin embargo, la tasa de uso no se paga por los proyectos hidroeléctricos en tanto que esta es sustituida por el pago por transferencias, que son unos costos delegados para la reposición ambiental del recurso hídrico debida al agotamiento del capital natural ocasionado por la generación de hidroelectricidad. Estos recursos están tasados hoy por la ley 99 de 1993 en el 6% del valor de la energía generada en bloque.

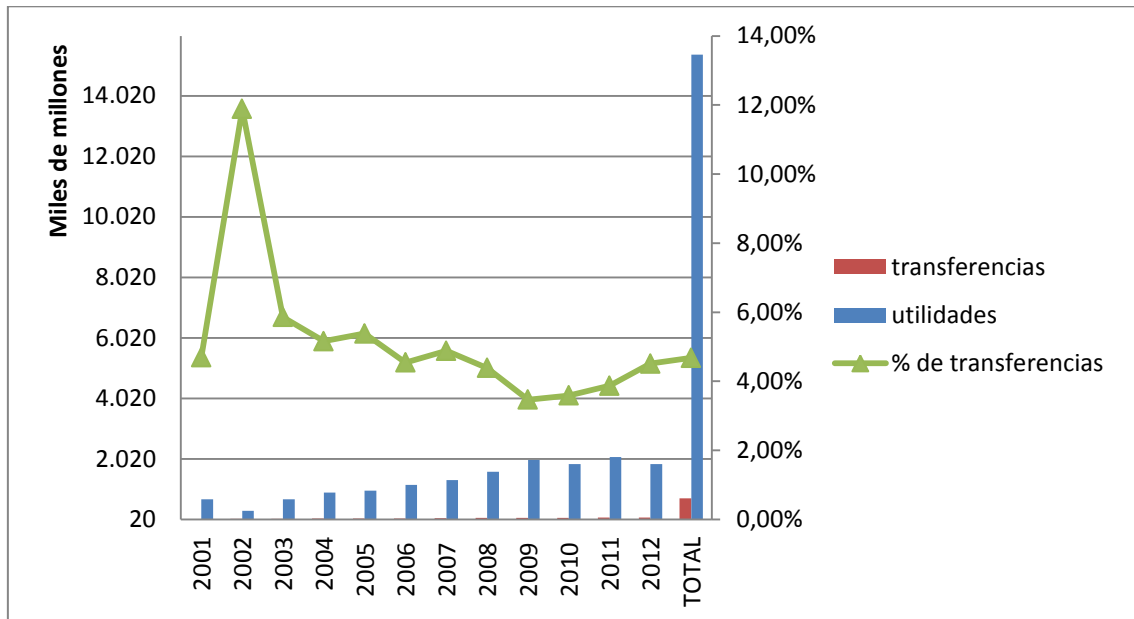
No obstante, si se asume que las transferencias serían el sustituto de las tasas de uso, estas transferencias únicamente considerarían parcialmente la tasa de agotamiento del capital natural. Esto porque, de acuerdo con Manjarrés (Revollo & Ramírez, 2004) "la depreciación no debe asimilarse al daño, sino más bien a la necesidad o importancia del recurso hídrico y a la disminución de su oferta en términos de calidad, es decir, a la escasez producida como consecuencia de la utilización del recurso en actividades antrópicas". De esta forma, las transferencias establecidas por la Ley 56 de 1981 y el Artículo 45 de la Ley 99 de 1993 dejan claro que sus montos, mínimo hasta la mitad de las transferencias, van dirigidas a la recuperación del recurso hídrico, máxime cuando la asignación condicional de estas deberá aplicarse a la reforestación en zonas aledañas al embalse.

En este sentido habrá que entender que las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR) son las entidades delegadas por las empresas generadoras para administrar los costos de recuperación que supone el mantenimiento de la disponibilidad del recurso hídrico para el embalse. Esto equivale a decir que las transferencias no tienen el sentido de compensación, sino que más bien son un costo delegado por las empresas generadoras a las corporaciones para la conservación de la oferta hídrica.

En la parte c) en cuanto al reconocimiento de los impactos ambientales, como elemento de sostenibilidad, deberá suponerse que efectivamente habrá una compensación por el daño ambiental (Decreto 3678 de 2010). En este caso, el daño ambiental y social producido por un asentamiento hidroeléctrico cae bajo el rótulo del decreto que establece las penalidades por daño ambiental y social, en tanto que la menor disponibilidad del recurso hídrico por efecto del asentamiento hidroeléctrico genera un costo de oportunidad por sacar tierras y mano de obra de la agricultura, la ganadería, la minería y las actividades pesqueras del sector rural, hacia la actividad de generación de energía. En esta situación, la desviación tanto del capital como de la mano de obra hacia la actividad de generación se produce en virtud de la Ley económica que señala que el capital y la mano de obra migran hacia sectores de mayor productividad, que en este caso sería la generación hidroeléctrica. En tal sentido la productividad del sector eléctrico debería asumir ese costo de oportunidad como una renta del capital natural, renta que no aparece ni en la ley 56 de 1981 ni en el artículo 45 de la ley 99 del 1993 bajo la forma de transferencias.

Ahora bien, si se toma en cuenta que las transferencias son una proporción muy baja (menor del 5%), de la renta energética, entendida esta como la ganancia extraordinaria por encima de la compensación por asumir el riesgo de invertir (ver gráfica 1), se puede observar que esta enorme ganancia extraordinaria se genera porque el capital natural casi que es gratuito, es decir, no está remunerado y menos aún, tampoco se evidencia su remuneración en forma de altos gravámenes prediales.

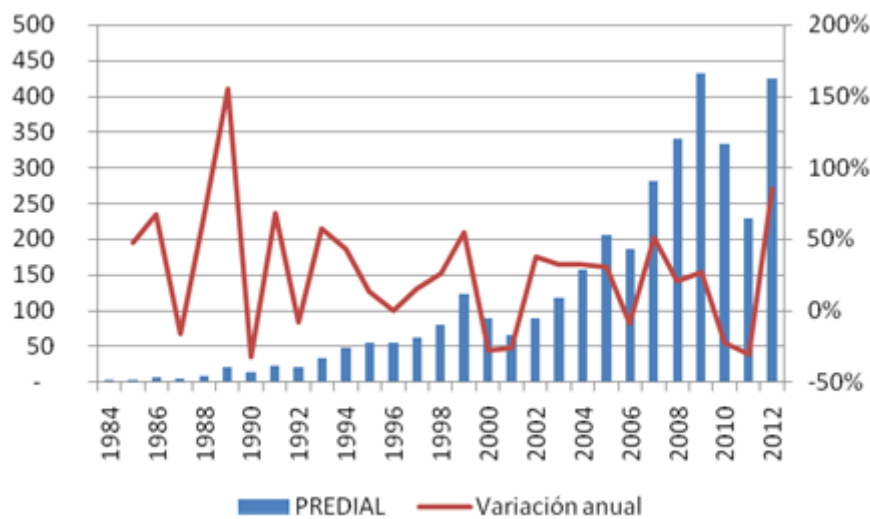
Grafica 1. Porcentaje de trasferencias respecto a las utilidades netas de EPM e ISAGEN



FUENTE: EPM, ISGEN, XM. Elaboración propia

Esta última argumentación se puede evidenciar al mostrar que en los municipios con asentamientos hidroeléctricos –ver caso San Carlos–, el impuesto predial cada vez representa una menor proporción de la tributación local, hasta el punto que en el caso analizado del pago predial por la Ley 56, las empresas generadoras pagan menos que un contribuyente individual (Luis Diego; Vélez & Rios, 2012). Esto se evidencia de la siguiente forma. “La evolución del impuesto predial ha estado marcada por la baja participación dentro de los ingresos tributarios. El recaudo de este tributo aunque ha presentado un mayor dinamismo en los últimos seis años por afecto de algunas actualizaciones catastrales, a nivel general su participación no se ha incrementado e inclusive se encuentra por debajo, alrededor de la mitad, de los niveles en que se encontraba en la década de los 90s.” particularmente en los municipios hidroeléctricos. Ver grafica 2

Gráfica 2. Variación anual del impuesto Predial.



Fuente: DNP, desarrollo territorial 2013.

En síntesis, esto significa que a medida que sube la renta hidroeléctrica el municipio captura menos porción de ella, lo cual equivale a decir que la tributación en los municipios es regresiva. Esto se explica porque antes de los proyectos el municipio recibía tributos por tierras y edificaciones que cuando se implantan los proyectos quedan exentas de la tributación local y además porque la aparente bonanza de la demanda de mano de obra en el periodo de montaje de la inversión desalienta los esfuerzos tributarios locales, a más de que algunos de los órganos representativos municipales son muchas veces cooptados por el gran inversionista que viene de afuera de la región.

En cuanto a la parte d) es inevitable advertir que no existe una sinergia del aparato productivo local, en tanto que muchos de los componentes del presupuesto de capital de un proyecto hidroeléctrico son ejecutados por inversionistas que están más allá de las regiones, lo que equivale a decir que escasamente se le da participación a la economía local en actividades de bajo peso dentro de los proyectos y en solo ciertos servicios como restaurantes, cantinas, pequeños almacenes, y el abastecimiento de mano de obra no calificada. Esto significa que los proyectos hidroeléctricos se construyen sin enfoque territorial y con una característica de “enclave territorial”.

La inevitable Hipótesis de trabajo es que a medida que sube la renta energética las rentas locales bajan, lo que equivale a decir, que los municipios tienen una tributación regresiva por efecto de los asentamientos hidroeléctricos.

Si se pretende entonces avanzar en la propuesta de desarrollo sostenible local, adelantada por Carrizosa y Lopera, en cuanto al uso sostenible de los recursos naturales de las regiones, habrá que emplear para ello la indagación sobre la aptitud de un instrumento financiero, como lo son las transferencias del sector eléctrico, para redefinir en investigaciones futuras la renta del capital natural de las regiones pues este aun no es debidamente valorado y los esfuerzos para avanzar en este tema han sido hasta la fecha escasos.

De acuerdo a esto es la intención del autor, realizar un análisis detallado del sector eléctrico en Colombia, desde su formación hasta la actualidad, para entender tanto la estructura del sector, como su dinámica productiva, sus rentas y los agentes que operan en él, para efecto de identificar los mecanismos que determinan su rentabilidad. Esto permitirá entender el comportamiento de las transferencias que las generadoras entregan a los municipios.

Para iniciar esta tarea se toma como caso piloto un análisis detallado de las transferencias entregadas al municipio de San Carlos en el departamento de Antioquia; y a partir de allí se podrá avanzar en la propuesta recomendada. Es el objetivo del presente trabajo diseñar un modelo de transferencias para el sector eléctrico desde un enfoque de desarrollo local sostenible que permita avanzar en la construcción conceptual de un nuevo paradigma que ante todo rescate lo local y propenda por la protección de las comunidades, las culturas y el capital natural de los ecosistemas regionales.

Este desarrollo local de acuerdo con los supuestos presentados por Carrizosa llevara inequívocamente a un desarrollo sostenible nacional.

### **3. Generación de energía hidroeléctrica**

La energía hidroeléctrica es la electricidad generada a partir de la energía potencial y cinética del agua en movimiento proveniente de las lluvias o el deshielo de las colinas y montañas en un flujo a través de los arroyos y ríos que finalmente desembocan en el mar. La energía que generan estas corrientes a lo largo del ciclo hidrológico es potencialmente aprovechable para usos energéticos.

La humanidad lleva muchos años explotando la energía hidráulica. La primera evidencia de ingeniería en los ríos son las ruinas de canales de irrigación en Mesopotamia y otras construcciones de represas en Jordania, Egipto y Medio oriente que datan del año 3000 A.D. Los griegos aprovechaban la energía almacenada en los ríos convirtiendo la energía cinética del río en energía mecánica que luego permitiría moler el trigo en los molinos. Sin embargo; la descripción detallada de la rueda hidráulica que se usó en la Edad Media y el Renacimiento, no sólo en la agricultura, sino también en las minas, la industria textil, maderera y el transporte, así como sus aplicaciones se deben al ingeniero y arquitecto romano Marco Vitrubio Polión, quien la describe ampliamente en su libro De “architectura” escrito entre los años 27 y 23 A.D.

No obstante fue solo hasta finales del siglo XIX, con el desarrollo del generador eléctrico que la energía hidráulica se convirtió en una fuente para generar electricidad ya que la primera turbina hidráulica había sido construida e instalada por el ingeniero Benoît Fourneyron en los años de 1835 y 1837.

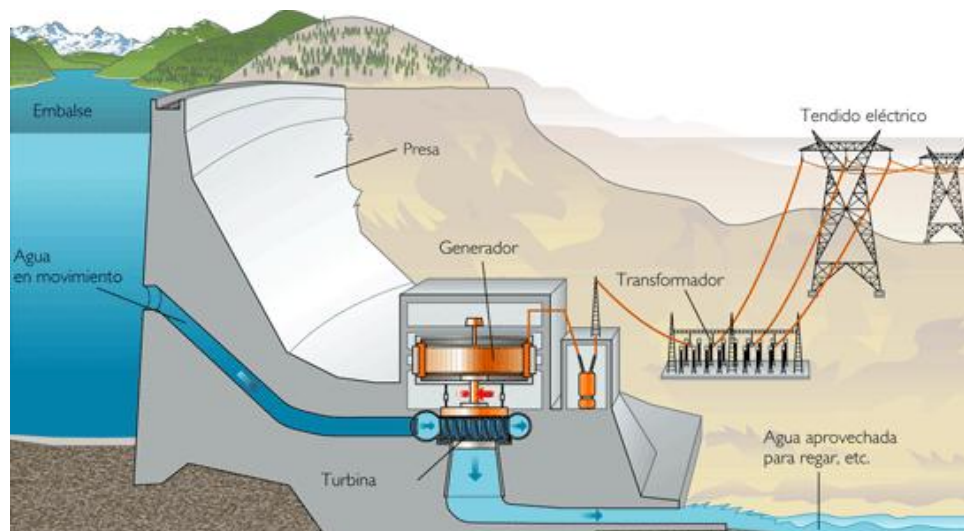
Una central hidroeléctrica clásica es un sistema que consta de tres partes: una central eléctrica en la que se produce la electricidad; una presa que puede abrirse y cerrarse para controlar el paso del agua; y un depósito en que se puede almacenar agua. El agua de detrás de la presa fluye a través de una entrada y hace presión contra las

palas de una turbina, lo cual que hace que éstas se muevan para hacer girar un generador que produce la electricidad. Ver figura 1.

Se suele considerar que la primera central hidroeléctrica fue construida en Northumberland (Reino Unido), en 1880. Un año después comenzó a utilizarse la energía procedente de las cataratas del Niágara para alimentar el alumbrado público y otros usos que a finales de la década demandaban más de 200 centrales tan solo en Estados Unidos y Canadá.

A lo largo del último siglo se han construido mega-obras arquitectónicas de la humanidad que se han convertido en pilares del desarrollo económico de las naciones y que han dotado de energía eléctrica a gran parte del mundo. Algunas de estas grandes obras son las presas: de Asuán, la Tucurí, xiluodu, Itaipú y la presa de las Tres Gargantas.

Figura 1. Esquema de una central hidroeléctrica



Fuente: <http://hidroimpacto.blogspot.com/>

### 3.1 Tipos de proyectos hidroeléctricos.

Existen varios tipos de clasificación para las hidroeléctricas en donde, de acuerdo con Egré y Milewsky (Egré & Milewski, 2002), las clasificaciones más importantes son: por tipo de proyecto como son los de filo de agua, con embalse y de almacenamiento por bombeo, y los de tamaño como las grandes, medianas, pequeñas, micro y mini centrales. Estos tipos de clasificación son de los más significativos ya que la magnitud de los impactos ambientales y sociales están asociados directamente con las características de : sitio, tipo y el tamaño del proyecto.

### **3.1.1 Proyectos hidroeléctricos a filo de agua.**

Este tipo de generación utiliza el flujo de agua dentro del área de distribución natural del río. Pueden ser diseñados con cabeza pequeña, por lo general en los grandes ríos con gradientes suaves, y con la cabeza alta, en pequeños ríos con fuertes pendientes. Estos proyectos pueden utilizar todo el caudal de los ríos, o sólo una fracción del caudal. En el primer caso los flujos del río fluctúan durante todo el año y por lo tanto las entradas en la planta también varían, en consecuencia la cantidad de energía producida por este tipo de proyectos varían considerablemente a lo largo del año ya que dependen del caudal de los ríos. Por tal motivo este tipo de proyectos se conciben con el fin de proporcionar la misma potencia durante todo el año para una demanda base, utilizando solo una fracción del flujo del río.

En este tipo de proyectos la ausencia de cualquier tipo de embalse ayuda a limitar considerablemente los impactos sociales y ambientales que se pueden producir, ya que el río no es transformado en un lago y su patrón de flujo se conserva esencialmente sin cambios.

### **3.1.2 Proyectos hidroeléctricos con embalse.**

Los proyectos hidroeléctricos con embalses ofrecen una mayor gama de beneficios potenciales que los proyectos hidroeléctricos ubicados sobre el río, en este sentido el almacenamiento de energía es la característica principal de los proyectos con embalse ya que este activo fundamental de la producción de energía se puede ajustar de acuerdo a las fluctuaciones de la demanda de energía, tanto para la energía base, como para la energía con cargas pico.

Un uso derivado de este tipo de proyectos es el de controlar las inundaciones y la regulación de los ríos, lo cual hace posible el desarrollo de múltiples centrales sobre un mismo río aguas abajo del embalse. Esto ha permitido la reutilización del agua para la producción de energía adicional, y la reducción de los impactos ambientales y sociales en relación con la producción de energía.

En cuanto al tamaño del embalse, los depósitos varían en las zonas por órdenes de magnitud, dependiendo de la altura de la presa, la topografía local y el servicio de energía deseado. Algunos embalses cubren unos pocos  $\text{Km}^2$ , y otros  $5.000 \text{ km}^2$  o más (Comisión Mundial de Represas, 2000). Estos últimos proporcionan los mayores volúmenes de almacenamiento y por lo tanto una mayor seguridad energética, pero también, son propensos de generar los mayores impactos ambientales y sociales; y sin duda son los tipos de proyectos que mayor polémica suscitan alrededor del mundo.



### 3.1.3 Proyectos hidroeléctricos de almacenamiento por bombeo.

Los proyectos de almacenamiento por bombeo funcionan mediante la implementación de bombas que envían luego el agua empleada por la central nuevamente río arriba, mediante el empleo de los excedentes de energía generados por la central a partir de su carga base. Estos flujos de agua son empleados posteriormente para producir energía durante los periodos pico del día. Así, este tipo de almacenamiento es considerado como una de las tecnologías más eficaces para el almacenamiento de energía.

El concepto de bombeo de agua a la parte superior del depósito durante las horas de menor demanda de energía significa que estas plantas son consumidoras netas de energía, ya que se necesita más energía para bombear el agua hasta el depósito superior que la producida por la planta cuando el agua se precipita hacia el depósito inferior. Sin embargo entre el 65% y el 75 % de la electricidad requerida por el bombeo se recupera durante la fase de generación (Egré & Milewski, 2002).

### 3.1.4 Clasificación por tamaño.

Los límites de estas clasificaciones son convencionales y relativos a las capacidades hidroeléctricas de cada país o región, por lo tanto, no existen definiciones unánimes que sean aceptadas en todo el mundo. Ver tabla 1. No obstante en comparación con los grandes proyectos, las plantas de pequeña escala se benefician en términos de facilidad de implantación, ya que el plazo para la planificación y la construcción es más corto, la inversión es menor y sólo necesitan ser adquiridas para pequeñas áreas.

Tabla 1. Clasificación de centrales por tamaño

	Europa	centro América	Colombia
Nano		$P_a < 0,001 \text{ MW}$	
Pico		$0,001 \text{ MW} \leq p_a < 0,01 \text{ MW}$	
Microcentrales	$p_a < 0,1 \text{ KW}$	$0,01 \text{ MW} \leq p_a < 0,05 \text{ MW}$	$p_a < 0,1 \text{ KW}$
Mini central		$0,05 \text{ MW} \leq p_a < 1 \text{ MW}$	
pequeñas	$0,1 \leq p_a < 1 \text{ MW}$	$1 \text{ MW} \leq p_a < 5 \text{ MW}$	$0,1 \leq p_a < 1 \text{ MW}$
medianas	$1 \text{ MW} \leq p_a < 10 \text{ MW}$	$5 \text{ MW} \leq p_a < 30 \text{ MW}$	$1 \text{ MW} \leq p_a < 10 \text{ MW}$
grandes	$p_a \geq 10 \text{ MW}$	$p_a \geq 30 \text{ MW}$	$p_a \geq 10 \text{ MW}$

Fuente: (Egré & Milewski, 2002). Elaboración propia

De acuerdo a esta clasificación, es aceptado por la comunidad científica que los impactos ambientales están asociados al tamaño de las centrales de generación, en consecuencia, se asume que los impactos ambientales de los proyectos de pequeña, mini o micro hidroeléctricas son limitados, dada la escala de los proyectos, y su limitada intervención y afectación ocasionada por su construcción. También hay beneficios relacionados con los riesgos de seguridad, dado que la reducción a pequeñas presas, genera menor desplazamiento de la población y menos cambios en los usos por la tierra inundada.

Sin embargo, el debate sobre las grandes y pequeñas centrales hidroeléctricas se sigue desarrollando con importantes expresiones en las políticas energéticas y en el futuro de los proyectos hidroeléctricos. Desde un punto de vista ambiental, la distinción entre pequeñas presas renovables y las grandes represas no renovables es algo arbitrario. Esto significa que no es el tamaño el que define si un proyecto es renovable y sostenible, porque son las características específicas del proyecto y su ubicación las que tienen las mayores consideraciones.

Cuando se comparan las pequeñas centrales hidroeléctricas con las grandes hidroeléctricas sobre la base de la producción de electricidad, la ventaja ambiental de las pequeñas sobre las grandes centrales hidroeléctricas no se ve tan obvia. La pregunta fundamental es ¿Qué es menos perjudicial para el medio ambiente? Una planta grande de energía que fraccione el río, con una capacidad instalada de 2.000 MW, o 400 pequeñas centrales hidroeléctricas de 5MW sobre 100 ríos, ¿Podría el impacto general de un solo proyecto 2.000MW ser menor que el impacto acumulado de 400 pequeños proyectos de energía hidroeléctrica de 5 MW, debido a la cantidad de ríos y afluentes que se verán afectados?

Es claro que una pequeña hidroeléctrica, dentro de un hábitat específico, genera una intervención humana mucho más reducida que una hidroeléctrica de mayor capacidad, sin embargo, el impacto acumulativo de una multitud de pequeños proyectos hidroeléctricos podrían ser mayor que los de un solo proyecto, dada la diversidad de los ecosistemas que puedan verse afectados (Egré & Milewski, 2002; Frey & Linke, 2002).

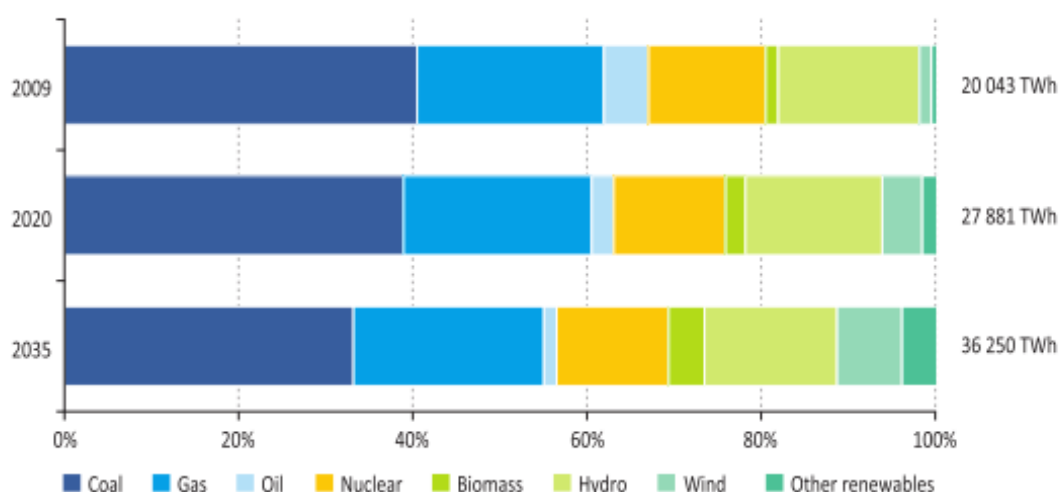
Aunque la generación de energía a partir de recursos hídricos se considera la más eficiente del mercado dado que el nivel de servicio que entregan es apreciable y fácilmente ajustable a las necesidades requeridas; su efecto ambiental las puede hacer sumamente costosas. No obstante, hay otro tipo fuentes de generación de energía, como la eólica y la fotovoltaica, que aunque solo tienen un limitado impacto ambiental, no se pueden utilizar para producir energía bajo demanda porque solo pueden ser explotadas durante el día o cuando el viento sopla. Por otro lado las fuentes de energía de carbón o la generación nuclear pueden suministrar energía las 24 horas del día, pero; no pueden ser fácilmente encendidas o apagadas durante las noches o cuando los niveles de demanda son bajos. Estas consideraciones hacen que en la quía de expansión se privilegie el mercado (Klimpt, Rivero, Puranen, & Koch, 2002).

En cuanto a la eficiencia, la energía generada a partir de recursos hídricos sigue siendo la fuente más prominente con un 90% de eficiencia a la hora de convertir la

energía generada en electricidad. Mientras tanto las fuentes fósiles transforman solo el 50 % de esta energía en energía eléctrica (Dursun & Gokcol, 2011).

Dicho esto, la energía hidroeléctrica proporciona casi un tercio de la electricidad de todo el mundo. China, Canadá, Brasil, Estados Unidos y Rusia fueron los cinco mayores productores de este tipo de energía en 2010, por otro lado se espera, de acuerdo con la US Energy Information Administración (2000) que el consumo de energía crezca un 59% entre 1990 y 2020(Klimpt et al., 2002); sin embargo, otros sugieren que el consumo de energía será de 2,4 % por año desde el 2004 hasta el 2030 (Ometto et al., 2013). En la figura 2 se puede apreciar que el porcentaje de participación de las diferentes fuentes de energía en la generación mundial y su proyección hasta el año 2035 muestra que el consumo de energía aumentara más del 50% y que la energía hidraulica continuara con una buena participación.

Figura 2. Porcentaje actual y esperado de participación de diferentes fuentes de energía a nivel global.



fuelle:(INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2011)

Otro aspecto importante a tener en cuenta es que la energía generada a partir de recursos hídricos es la más barata en la actualidad. Esto se debe a que, una vez que la presa se ha construido y se ha instalado el equipamiento técnico, la fuente de energía (agua en movimiento) es gratuita. Esta fuente de energía es más limpia que las fuentes convencionales y se renueva cada año a través del deshielo y las precipitaciones. Además, los depósitos pueden ofrecer otro tipo de oportunidades como el control de inundaciones, sistemas de riego y oportunidades recreativas, tales como zonas de entretenimiento y de paseo.

No obstante; la construcción de presas en los ríos puede destruir o afectar a la flora y fauna terrestre y acuática, así como también otros recursos naturales, generar cambios sustanciales en las dinámicas del suelo, cambiar los ciclos hidrológicos y ciclos de nutrientes, generar emisiones de gases de efecto invernadero, reducir los

niveles de oxígeno disuelto en el agua y afectar sustancialmente la salud humana, el patrimonio cultural y las dinámicas sociales y económicas de la población asentada en las inmediaciones de las presas.

De esta forma, a lo largo de todo el mundo se han construido centrales hidroeléctricas que han inundado una vasta cantidad de tierras y desplazado a un sin número de personas, despojándolas de su patrimonio cultural y sus condiciones de vida. Tal es el caso de la presa de Aswán en Egipto, la cual fue una de las primeras presas de gran envergadura del mundo con un embalse de 6.000 km<sup>2</sup> y una capacidad de albergar un volumen de 162 km<sup>3</sup>: la construcción de este embalse desplazo a más 100.000 personas para generar hasta 2.100 megavatios (Rashad & Ismail, 2000). Igualmente la presa Tucuruí en Brasil que desplazo a toda la población de la pequeña ciudad de Tucuruí para la construcción de un embalse de 1.630 km<sup>2</sup> y un volumen de 34.084 km<sup>3</sup> para generar hasta 4.000 megavatios (Rovere, 2000). Igualmente, la presa de Itaipú ubicada en la frontera de Brasil y Paraguay en donde su embalse de 1.400 km<sup>2</sup> con un volumen de 29.000 hm<sup>3</sup> de agua comprometió la región desde Foz do Iguazú, en el Brasil, y Ciudad del Este, en el Paraguay, más al sur, hasta Guaira (Brasil) y Salto del Guairá (Paraguay), para generar 14.000 megavatios.

Así mismo se encuentran en China las presas de Xiluododu de 12.600 megavatios de potencia localizada en el valle del Río Jinsha en la frontera entre el condado de Leibo de la Provincia de Sichuan y el Condado Yongshan de la Provincia de Yunnan en el río Jinsha, uno de los mayores afluentes del río Yangtzé, el más largo de Asia, en cuya cuenca vive un tercio de la población china (unos 400 millones de personas). Caso emblemático es la presa de las Tres Gargantas situada en el curso del río Yangtzé, con un embalse de 1,084 km<sup>2</sup> que almacena 300 billones de m<sup>3</sup> para generar hasta 18.200 megavatios de potencia; su construcción ha inundado 245 km<sup>2</sup> de tierra cultivada, unos 35 kilómetros<sup>2</sup> de áreas residenciales, 824 km de carreteras y ha desplazado aproximadamente 1,25 millones de personas. (Brown, Magee, & Xu, 2008; Jackson & Sleight, 2000; Liu, Zuo, Sun, Zillante, & Chen, 2013; Xu, Tan, Yang, Li, & Su, 2011; Zhao, Ma, Liang, Shi, & Meng, 2012)

En síntesis la construcción de 4 presas con la capacidad instalada conjunta de 46.900 megavatios ha inundado 10.114 km<sup>2</sup> equivalentes a inundar completamente el país de Gambia en África que tiene un área de 10 380 km<sup>2</sup> o lo que es igual, inundar una sexta parte del departamento de Antioquia, y desplazamiento de cerca de 1,35 millones de personas, equivalentes a la sexta parte de la población total del departamento de Antioquia.

Colombia, y en particular el departamento de Antioquia con los municipios de Guatapé y el Peñol, no es ajeno a esta situación, en sus predios descansa el embalse Guatapé – Peñol el cual es el embalse más grande del país. Este embalse que ocupa un área total de 6365 hectáreas (Gobernación de Antioquia, 1994), produjo el desplazamiento de 7.550 habitantes, 4.350 en la zona urbana y 3.200 en la zona rural; de acuerdo a los archivos del museo histórico del Peñol.

En este sentido la agencia internacional de energía atómica ha declarado que: “a pesar de lo esencial que es la energía para el desarrollo, la energía es solo un medio para un fin. El fin es la buena salud, el nivel de vida alto, una economía sostenible y un

medio ambiente limpio.”(Kentel & Alp, 2013). Por lo tanto los impactos generados por la producción hidroenergética deben ser primordialmente atendidos para mejorar las condiciones de vida de los habitantes de las comunidades directamente afectadas por los embalses y las zonas aledañas a las centrales.

### **3.2 Embalses. Impactos ambientales y sociales de las centrales hidroeléctricas.**

Los impactos ambientales y sociales que los proyectos hidroeléctricos causan en las regiones donde se ubican han sido ampliamente estudiados por científicos, ONGS y grupos de especialistas como la International Commission on Large Dams (ICOLD), la International Hydropower Association (IHA) y la International Energy Agency (IEA)(Comisión Mundial de Represas, 2000). En este sentido, los impactos presentan una gran variabilidad y complejidad, debido a las condiciones geográficas y socio culturales de cada región donde se ubican, lo cual hace que deban ser estudiados independientemente. Sin embargo se han registrado detalladamente en la literatura una serie de impactos que son comunes a todo tipo de proyecto hidroeléctrico, los cuales se abordaran de forma generalizada para brindar una visión del impacto que estos proyectos son susceptibles de generar en las respectivas cuencas hidroeléctricas. Un indicador útil para entender el nivel de intervención humana en este tipo de proyectos muestra que el 60% de los ríos del mundo han sido fragmentados a causa de las represas, por efecto de escasez de flujos se ha tenido que recurrir a las transferencias entre cuencas y se ha debido producir la extracción de agua para obras de irrigación.(Comisión Mundial de Represas, 2000).

El estado actual del conocimiento muestra que los grandes embalses causan impactos de diverso tipo, en su mayoría negativos. Algunos de estos impactos se pueden focalizar así: en los ecosistemas y la biodiversidad terrestre, en la emisión de gases de efecto invernadero, tales como el metano “CH<sub>4</sub>” y el dióxido de carbono “CO<sub>2</sub>”; esto debido al cambio en el ciclo bioquímico de los ecosistemas producido por la interrupción del flujo de carbón orgánico río abajo asociado al apesamiento de agua en el embalse. Otros impactos suceden por los caudales alterados río abajo en los ecosistemas y también en la biodiversidad acuática. Igualmente se registran los impactos por alteración del ciclo natural de inundación en las llanuras de inundación aguas abajo, los impactos en la pesca río arriba y río abajo, además de los cambios de temperatura del agua y la mejora en los ecosistemas debido a la creación de embalses.(Wang, Du, Su, & Chen, 2012)

Adicionalmente existen otro tipo de impactos sociales como el desplazamiento forzado en las llanuras de inundación por la formación del embalse, y el desplazamiento río arriba y río abajo por los cambios en las condiciones de usos del suelo y la productividad, además del incremento de riesgo de enfermedades por la proliferación de vectores en los embalses favorecidos por la configuración de micro climas, y el riesgo de contaminación por mercurio y la pérdida de identidad cultural y cohesión social de la comunidad. (Trussart, Messier, Roquet, & Aki, 2002). No obstante también encontramos afectaciones positivas en donde se puede hablar de la introducción de

turismo, la reducción de gases efecto invernadero en comparación con otro tipo de fuentes de generación de energía, la mejora de la captación de agua para actividades de riego en épocas de sequía, el tratamiento de aguas y temporalmente, durante la etapa de construcción, la generación de empleo.

Al igual que impactos ambientales positivos, hay poblaciones o grupos de personas que son beneficiados por estos proyectos, sin embargo estudios de casos realizados por la comisión mundial de represas indican que los grupos pobres, vulnerables y las generaciones futuras es probable que sobrelleven una parte desproporcionada de los costos sociales y ambientales de proyectos de grandes centrales hidroeléctricas sin obtener una parte proporcional de los beneficios económicos de estas. (Comisión Mundial de Represas, 2000).

### **3.2.1 Impactos en los ecosistemas y la biodiversidad.**

La construcción de una represa de almacenamiento y la inundación subsiguiente del área del embalse elimina plantas y bosques terrestres, razón por la cual se reducen los niveles de absorción de CO<sub>2</sub>. Así mismo se desalojan algunas variedades de fauna ya que muchas especies prefieren las partes bajas de los valles por sus condiciones climáticas y fertilidad; de este modo los grandes embalses pueden eliminar hábitats únicos de vida silvestre y afectar a poblaciones de especies amenazadas. (Comisión Mundial de Represas, 2000). El desplazamiento de las especies río arriba y río abajo impacta negativamente el área de embalse ya que la migración afecta las dinámicas ecosistémicas.

### **3.2.2 Emisión de gases de efecto invernadero.**

Las emisiones de gases de efecto invernadero se han identificado recientemente como un efecto sobre los ecosistemas debido a la vegetación en putrefacción y a los flujos de carbono originados río arriba. Una primera estimación en el año 2000 sugiere que los embalses pueden representar entre el 1%- 28% del potencial del calentamiento global (St Louis, V.C., Kelly, C., Duchemin, E., Rudd, J.W.M., Rosenberg, D.M citado en Represas, 2000).

El suelo inundado, los sedimentos y la basura captada río arriba rápidamente se convierten en gases de efecto invernadero que llegan a la atmósfera por cuatro vías diferentes: (1) ebullición (principalmente de CH<sub>4</sub>) de las zonas poco profundas del depósito; (2) la difusión de CO<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub> de la superficie del depósito; (3) la desgasificación en las turbinas debajo de la presa, y (4) la desgasificación aguas debajo de los ríos. (Abril, Parize, Pérez, & Filizola, 2013).

Un estudio realizado en Brasil con 8 embalses encontró que las toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes por MWh producidos varía desde 0,01 hasta 0,55 y era inversamente proporcional a la edad del embalse. Se encontró que la mayor producción de CO<sub>2</sub> proviene de los embalses más pequeños, es decir que su relación es inversamente

proporcional al tamaño del embalse. Sin embargo estos niveles son significativamente más bajos que los producidos por las fuentes de generación de energía a base de petróleo y de carbón, 1,2 y 1,3 respectivamente.

Los estudios sobre las emisiones de gases de efecto invernadero no señalan claramente qué cantidad es producida, sin embargo sugieren que dichas cantidades dependen directamente del volumen y el tamaño del embalse, y la ubicación geográfica, pero dependen indirectamente de la edad del embalse (Ometto et al., 2013). Igualmente se sabe que las emisiones de gas metano  $\text{CH}_4$ , las cuales son 23 veces más potente que el  $\text{CO}_2$ , pueden representar hasta el 70% de las emisiones totales de  $\text{CO}_2$  de estos embalses (Bambace, Ramos, Lima, & Rosa, 2007).

### **3.2.3 Cambio de los regímenes en los caudales.**

Otro aspecto importante a tener en cuenta es que los embalses alteran la distribución y la periodicidad natural del caudal de los ríos, razón por la cual se le da una nueva dinámica a los ecosistemas, afectándose tanto positiva como negativamente a algunas especies. En particular la producción de energía en horas pico perturba significativamente el régimen de los caudales al producir fluctuaciones diarias y estacionales que difieren de los caudales naturales del río. Estas descargas de agua provenientes del fondo del embalse provocan un descenso en la temperatura del agua lo cual disminuye la abundancia de peces.

Se sabe que las represas hidroeléctricas de mucha altura causan sobresaturación de gases cuando el agua fluye por encima del aliviadero. Esto causa la muerte de peces debido a una situación parecida a la parálisis que puede afectar a los buceadores que bucean demasiado profundo por demasiado tiempo (Comisión Mundial de Represas, 2000).

Por otro lado los caudales modificados forman un ambiente propicio para especies exóticas de plantas, peces, caracoles, insectos y animales que aprovechan para invadir otras cuencas y competir con las especies nativas por los recursos. Esto genera impactos importantes en la genética de las especies de la zona, algunas de ellas autóctonas, las cuales poseen un valor de conservación.

Los grandes embalses a su vez forman una barrera fronteriza en los ecosistemas al seccionar los valles y los corredores naturales de especies que habitan el lugar. Esto provoca una redistribución y desplazamiento de especies.

### **3.2.4 Retención de sedimentos y nutrientes en los embalses.**

La disminución del flujo de sedimentos y nutrientes río abajo de los embalses tiene impactos importantes en la morfología de las llanuras de inundación, pues el deterioro del caudal fluvial invariablemente lleva a la eliminación de playas y aguas estancadas que sirven de hábitat a peces y aves nativas.

A su vez la disminución de sedimentos río abajo propicia la erosión de las costas riverañas, un ejemplo de ello es el caso del río Ródano en Francia, donde una serie de represas han disminuido la cantidad de sedimento que transporta el río hacia el Mediterráneo en más de 7 millones de toneladas en la actualidad. Esto ha conducido a tasas de erosión de hasta 5 metros anuales para las playas de las regiones de Camargue y Languedoc, las cuales han necesitado un presupuesto de millones de dólares para la defensa de las costas (Balland P, 1991 citado en Represas, 2000). Otro caso se registra en las costas de Togo y Benin que se están erosionando a una tasa de 10-15 metros por año debido a que la represa Akosombo en el río Volta en Ghana ha detenido el suministro de sedimento hacia el mar (Comisión Mundial de Represas, 2000).

La disminución de sedimentos río abajo contribuye a la pérdida gradual de la fertilidad de los suelos de las llanuras de inundación que otrora habían sido productivas cuando se utilizaban en agricultura.

### **3.2.5 Migración de organismos acuáticos.**

Los embalses suelen ser barreras físicas que obstruyen el desplazamiento de peces a lo largo del río, lo cual causa un cambio en la composición de especies tanto río arriba como río abajo. Un estudio realizado por la comisión mundial de represas CMR encontró que la obstrucción del flujo de peces migratorios en los ríos significaba el impacto más significativo en los ecosistemas. Un 60% de los proyectos estudiados determinó que en el 36% de los casos estos impactos no se habían tenido en cuenta en la etapa de planificación del embalse (Comisión Mundial de Represas, 2000). Estos impactos son sumamente significativos ya que inciden directamente en la población de especies de peces de los ríos los cuales frecuentemente son la fuente de alimento y comercio de las poblaciones aledañas al embalse; en este sentido de acuerdo con la FAO se estima que este alimento representa cerca del 25 % de la proteína total consumida por este tipo de poblaciones.

Si bien en los embalses puede darse pesca productiva y mejoras en algunas pescas riverañas, la variabilidad de especies que se pueden encontrar en la zona se ven disminuidas. Un estudio realizado en el complejo hidroeléctrico de Tucuruí en Brasil ilustra que la naturaleza cambiante de la composición de especies y de la producción de peces en las áreas río abajo, del embalse y río arriba era significativamente opuesta. El estudio reveló que la variabilidad genética de las especies presentes en la zona había disminuido y se sugiere que un total de 11 especies ya no se pueden



encontrar en estas áreas, mientras que la productividad de especies no nativas en el embalse aumentaba (Rovere, 2000).

### **3.2.6 Generación de empleo.**

Quizás el impacto social más prominente que las centrales hidroeléctricas proporcionan es la generación de empleo durante la fase de construcción y puesta en marcha de la central. Sin embargo este efecto con frecuencia es temporal y una vez montada la planta el empleo generado en la etapa de generación es mínimo y esta sesgado hacia un tipo de mano de obra calificada que difícilmente se encuentra en la región donde se ubica la central.

Por otra parte, los impactos positivos que una central hidroeléctrica tiene sobre una región podrían afianzar las economías locales al activar los mercados de materiales y servicios nacionales, particularmente al construir carreteras y tendido eléctrico en las regiones, sin embargo los poblados que existen en los sitios de construcción se han visto sometidos a problemas crecientes de salud (incluyendo malaria, enfermedades de transmisión sexual, y VIH-SIDA) por el enfoque de enclave que tiene la construcción y operación de la central hidroeléctrica la cual margina las comunidades locales y las envilece monetariamente destrozando sus vínculos de solidaridad y ocasionando la pérdida de cohesión social al suplantar sus valores por aquellos propios de la gran afluencia de forasteros (Comisión Mundial de Represas, 2000).

### **3.2.7 Desplazamiento de personas.**

Otro aspecto importante a tener en cuenta es el desplazamiento de personas y con ello el de medios de subsistencias, este ha sido en especial devastador en Asia, África y América latina en donde los sistemas fluviales tanto río arriba como abajo sustentan las economías locales y la forma cultural de vida de una población muy vasta compuesta de comunidades diferentes. De acuerdo con Lerer y Scudder (Lerer & Scudder, 1999) durante los últimos 10 años más de 40 millones de habitantes han sido reasentadas involuntariamente debido a proyectos de represas.

Las vastas llanuras de inundación con frecuencia producen la pérdida de medios de subsistencia derivados de la agricultura, la ganadería y la cosecha de productos forestales, lo que conlleva no solo al desplazamiento de comunidades afectadas directamente sino también al desplazamiento de comunidades aledañas a las zonas de inundación que son afectadas indirectamente. En particular se estima que las represas son las responsables del 63% de los desplazamientos en el mundo (Comisión Mundial de Represas, 2000).

En este aspecto las acciones de compensación se realizan, casi que exclusivamente sobre las personas que poseen títulos de propiedad de las tierras, con lo cual se deja a una gran cantidad de personas, con frecuencia a las poblaciones más pobres sin

una compensación adecuada, desalojados de los recursos comunes como bosques y pastizales, quedando luego a merced del amparo legal en la defensa de sus medios de subsistencia.

Un caso evidente de esto lo fue la represa Urrá 1 en la parte alta del Río Sinú en Colombia, la cual produjo el desplazamiento de cerca de 12.000 personas pero que también afectó gravemente a 60.000 pescadores en la parte baja, donde la población de peces disminuyó drásticamente como consecuencia de la represa (Comisión Mundial de Represas, 2000).

Adicionalmente, a las personas reasentadas se les impone un régimen de vida en áreas mutiladas de los recursos comunes y ambientalmente deterioradas, en otros casos los reasentamientos no se hacen realidad o se demoran años en darse, lo que fuerza al desplazamiento de las poblaciones de dichas zonas. Esto evidencia que las estrategias de reasentamiento se han centrado únicamente en el proceso de reubicación física y no en el desarrollo social y económico de las personas desplazadas y de otras personas afectadas negativamente.

Un aspecto importante al contabilizar estos impactos es que la mayoría de los estudios de impacto ambiental de estos proyectos suelen establecer como área de influencia directa únicamente los predios ubicados en la zona del embalse de la represa. Ello significa que quedan por fuera actividades que se afectan directamente por el proyecto, así que a la hora de contabilizar compensaciones y desplazados hay una subvaloración de los impactos. Pese a esto de acuerdo con Martínez (Martínez, 2013), el 30% de la capacidad eléctrica instalada en el país significó el desplazamiento de 23.675 personas, todas ellas pertenecientes a comunidades campesinas, negras e indígenas.

### **3.2.8 Patrimonio cultural.**

Las centrales hidroeléctricas son propensas a generar un daño al patrimonio cultural debido a la pérdida de bienes culturales locales como templos, altares y elementos sagrados del paisaje, artefactos, edificios y a la sumersión y deterioro de recursos arqueológicos como restos de plantas, sepulcros y elementos arquitectónicos, los cuales son frecuentemente olvidados ya que no se realizan investigaciones de recursos culturales y arqueológicos en los procesos de planificación de la instalación hidroeléctrica.

Un caso importante de pérdida de patrimonio cultural se presenta en Colombia con el municipio de Guatapé en el oriente Antioqueño en donde su pueblo y el espacio en donde se desarrollaron 300 años de historia desde 1714 fue inundado en 1978 para la construcción del embalse Guatapé-Peñol de EPM. El desplazamiento y la pérdida de identidad cultural fue de cerca de 7.550 habitantes, 4.350 en la zona urbana y 3.200 en la zona rural. Con ello se produjo la consiguiente pérdida de más del 25% de su territorio. Similarmente el municipio del Peñol también vio inundado su barrio más antiguo llamado la Aldea.

### **3.2.9 Salud humana.**

En cuanto a la salud humana, se asocian numerosas enfermedades acarreadas por vectores traídos por el desarrollo de embalses en zonas tropicales, en particular los proyectos que se llevan a cabo en zonas de alto riesgo endémico muestran un aumento en los índices de morbilidad y mortalidad. Se tiene conocimiento que las represas de menos de 1.900 metros de altura y menos profundas reportan un mayor incremento de casos de enfermedades endémicas (Comisión Mundial de Represas, 2000). Esto debido a las plagas que se favorecen con los cambios de climas asociados al impacto de una gran obra hidroeléctrica.

Igualmente los problemas de nutrición y seguridades alimentarias debidas a la reducción de alimentos asociada a la escasez en el área dedicada a la agricultura, y a la reducción de la pesca; son otros aspectos importantes a resaltar. Este aspecto es crítico ya que frecuentemente no suele tenerse en cuenta al momento de determinar los impactos asociados con los proyectos hidroeléctricos.

Finalmente el aspecto que quizás más importancia ha adquirido a lo largo de los últimos años es la afectación de la salud debido a la contaminación por mercurio (Hg) de peces en los embalses. Este problema, causado por las actividades de minería, en especial minería ilegal, generalmente se muestra en zonas río arriba del embalse. Aunque la razón principal no es una contaminación directa con Hg, el problema se vincula con factores entrópicos y su efecto en la salud humana puede ser tan grave como cuando el Hg se emite en los sistemas de agua (Hylander et al., 2006).

La afectación por mercurio en la salud es inevitable pues muchas comunidades aledañas dependen de la pesca como alimento. La alarma sobre este problema se ha hecho más visible porque los niveles de mercurio presente en los peces han aumentado significativamente en países como: Canadá, EEUU, Tanzania y Brasil (Ikingura & Akagi, 2003; Porvari, 1995).

Es oportuno anotar que todos los impactos, tanto ambientales como sociales están limitados al lugar de ubicación del proyecto. En tal sentido se puede afirmar que los impactos generados por los proyectos son de una escala regional, mientras sus beneficios directos son de escala nacional y en algunos casos internacionales.

“la instalación de hidroeléctricas en territorios rurales en Colombia ha configurado conflictos de distribución ecológica entre los pobladores rurales y los urbanos, en donde los primeros son despojados del tejido social que constituye la base de su estrategia de supervivencia como familia y como colectivo, mientras que los segundos gozan de un servicio de energía eléctrica de calidad a precios bajos. Esto evidencia que las lógicas del progreso se reproducen con la apropiación creciente de la energía” (Martínez, 2013)

Así el detrimento de los recursos naturales, la competencia por los recursos, la pérdida de la cohesión social y cultural, el cambio de actividades económicas de una región y el empobrecimiento de los ingresos fiscales de los municipios son costos que los asentamientos hidroeléctricos deben asumir y que deberán ser compensados por los agentes que perciben los beneficios directos de la generación hidroeléctrica, es decir,

las empresas propietarias, quienes deberán compensar a los municipios por el sacrificio de sus recursos naturales y por el desplazamiento del capital humano.

## **4. Sector eléctrico en Colombia**

### **4.1 Algunos rasgos históricos.**

La prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia surgió a finales del Siglo XIX como resultado de la iniciativa de inversionistas privados o mixtos quienes constituyeron las primeras empresas de generación, distribución y comercialización de electricidad a nivel municipal.

Bajo este contexto surge en 1889 en Bogotá la primera empresa eléctrica del país: Bogotá Electric Light Co. de propiedad de inversionistas colombianos. Acto seguido surgieron en Bucaramanga, en 1891, la compañía eléctrica de Bucaramanga quien construyó la planta de Chitota ubicada sobre el río Surata, la cual se convierte en la primera central hidroeléctrica del país. En 1895 en Medellín la otrora compañía antioqueña de instalaciones eléctricas ahora EPM surge como empresa mixta con capitales aportados por el departamento, el municipio y empresarios privados. En 1910 en Cali la Cali Electric Light y Power construye una planta hidroeléctrica sobre el río Cali propiedad de la familia Eder, y nuevamente en Bogotá en 1920 la compañía nacional colombiana de electricidad como filial de la estadounidense American and Foreign Power Company va prestando sus servicios de energía a varios municipios de la costa atlántica hasta que es nacionalizada en 1962.

Con estas compañías el desarrollo del sector eléctrico del país empieza a configurarse con una capacidad instalada de 45 MW de potencia para atender una demanda de 7 millones de habitantes, con un crecimiento lento desde 1930 concentrado en las ciudades de Bogotá, Medellín y Cali. Para entonces se contaba con la Ley 113 de 1928 o Ley de aguas, que declaró la utilidad pública al aprovechamiento de la fuerza hidráulica, posteriormente con la Ley 109 de 1936 y el decreto 1606 de 1937 nace la regulación tarifaria y se crea el departamento de empresas de servicios públicos con el fin de ejercer el control técnico y económico de las empresas de energía eléctrica. Así mismo la ley 26 de 1938 autoriza a la nación para construir plantas y proveer el servicio eléctrico y la ley 80 de 1946 crea el instituto nacional de aprovechamiento de aguas y fomento eléctrico ELECTROAGUAS, convertido en 1968 en el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) que hoy en día equivale al Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE). Este impulsaría la creación y desarrollo de las electrificadoras departamentales, creación que marca el inicio de la intervención activa del sector público nacional en el sector eléctrico.

Bajo esta premisa durante los años de 1947 y 1958 se crean plantas eléctricas en Huila, Santander, Norte de Santander, Tolima, Boyacá, Nariño, Cauca, Atlántico, Magdalena, Córdoba, Cundinamarca, Choco y Antioquia y se impulsa la construcción de importantes proyectos de generación como las centrales hidroeléctricas del bajo

Anchicaya en el valle del cauca y la Esmeralda en el departamento de caldas, aun en funcionamiento.

Con la reforma constitucional de 1954 se marca un hito de importancia en el desarrollo institucional de los servicios públicos al permitirse la creación de establecimientos públicos autónomos, con esta facultad se constituye inicialmente la Corporación autónoma regional del valle del cauca CVC. Más tarde estos establecimientos se trasforman en entidades autónomas de los gobiernos municipales lo cual permite la conformación de las empresas públicas de Medellín EPM y la empresa de energía de Bogotá EEEB, entre otras.

En 1955 los ingenieros José Tejada y César Cano presentan un plan de interconexiones de alto voltaje en el primer congreso de electrificación realizado en Manizales y en 1956 los ingenieros William Álvarez y Álvaro Villegas de la Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín presentan su tesis de grado titulada “proyecto de un sistema de interconexión eléctrica de Colombia”.

Ya en los primero años de los 60s el sector eléctrico estaba conformado por un conjunto de subsistemas aislados construidos alrededor de las principales ciudades del país como Bogotá, Medellín, Cali, Manizales, Bucaramanga, Barranquilla, entre otras. En estas ciudades se contaba con una capacidad instalada de 1.900 MW de potencia.

De ahí que el sector energético colombiano haya sido históricamente catalogado como un “archipiélago”, debido a la desarticulación de sus subsectores (electricidad, carbón, petróleo y gas), y también por ser el exponente más claro de las tensiones entre el nivel central y regional del país, puesto que la política energética y su marco institucional están parcialmente condicionados “desde arriba”, tanto por la estructura institucional de nivel nacional como por la política macroeconómica (Wiesner, 1992, citado en Martínez, 2013)

Pero no es sino hasta 1963, por recomendaciones de electricidad de Francia e influencia del Banco Mundial, que las empresas con mercados de mayor tamaño (EEEB, EPM y CVC) crean el Comité de Interconexión, el cual tenía como función coordinar la realización de los estudios necesarios para la interconexión eléctrica del país. Esto permitió que se firmara el 8 de noviembre de 1966, conjuntamente con la incorporación de Electroaguas y el departamento de planeación nacional DNP, el acuerdo de interconexión de los sistemas y el aumento de la capacidad de generación. Este acuerdo contemplo inicialmente la creación de una nueva empresa encargada de realizar la interconexión y la construcción de proyectos de mayor tamaño para abastecer la demanda nacional.

Aparece el gran jugador de la integración energética “la empresa interconexión eléctrica S.A ISA” la cual permitió el intercambio de energía entre los sistemas regionales, con el fin de lograr el mejor aprovechamiento de la capacidad energética de todo el sistema. ISA se encargaría de la coordinación del suministro de electricidad, siguiendo procesos de optimización, en donde se minimizaban los costos del sistema,

igualmente del planeamiento de la expansión del sistema de generación y de la transmisión y, si era necesario, de la construcción y operación de las nuevas centrales de generación.

En 1976 CORELCA, Corporación eléctrica de la Costa atlántica se incorpora a ISA y por razones del conflicto de competencias entre estas entidades el planeamiento llevado a cabo por ISA no se centraliza, sino que es negociado con las empresas regionales.

Pero sólo hasta la década de los 70s, con la creación de la Comisión Nacional de Recursos Energéticos en 1971, del Ministerio de Minas y Energía en 1974, y del desarrollo del Estudio Nacional de Energía hacia 1979, se comienza a tener un enfoque realmente integrado del sector energético.

A comienzos de la década de los 90s el sistema energético sufre un primer colapso a raíz del agotamiento del modelo estatal, el cual es soportado en transferencias, y avales de la Nación para la financiación de la expansión, además de los créditos de la Banca Multilateral (BID, BM). Sin embargo, fue la crisis fiscal de la Nación y la reorientación de los créditos de la Banca Multilateral hacia salud y educación los que acabaron con el modelo de desarrollo estatal para el sector energético (Ramírez, 2011). Un diagnóstico efectuado sobre la gestión y logros que habían alcanzado las empresas de electricidad en manos del Estado, mostró los resultados altamente desfavorables, en términos de la eficiencia administrativa, operativa y financiera que registraban las empresas. El sector, considerado globalmente, enfrentaba la primera quiebra financiera, la cual se tradujo en un racionamiento a nivel nacional que abarcó el período 1992-1993. Para esta fecha “la deuda del sector eléctrico pasó de US\$860 millones en 1980 a US\$5.200 millones en 1990, que equivalía a la tercera parte de la deuda pública externa del país.” (Fainboim & Rodríguez, 2000, p. 45 citado en Martínez, 2013).

#### **4.1.1 La configuración del Mercado.**

Ante el anterior panorama, resultaba necesario profundas reformas en el sector eléctrico Colombiano. Para ello, Bajo el gobierno del Presidente César Gaviria Trujillo (1990-1994) se dio inicio a la implantación del modelo de desarrollo neoliberal, inspirado en las premisas del Consenso de Washington (1989). Desde allí se concibieron tres grandes estrategias para el desarrollo del país. La primera, la eliminación de las restricciones al comercio y al movimiento internacional de capitales, mediante un proceso de apertura económica exprés y la inserción rápida del mercado nacional a la competencia externa. En segundo lugar, se fomentó la creación de condiciones para un funcionamiento eficiente de los mercados de factores primarios (trabajo, tierra y capital), con el objetivo de elevar la productividad de los mismos. Y, en tercer lugar se dio la redefinición de las áreas naturales de la acción económica del Estado, excluyendo a éste de actividades donde su intervención resultaba costosa, ineficiente y distorsionante (DNP, 1991, citado en Martínez, 2013).

Se siguió así un esquema similar al de los países pioneros en este desarrollo, en especial el del Reino Unido, el cual bajo el gobierno de Margaret Thatcher, proponía un modelo de regulación y de liberación de mercado que permitía la entrada de capital privado y fomentaba la competencia en precios. La reestructuración se legitimó con la Constitución de 1991, en la que se estableció como principio clave para el logro de la eficiencia en los servicios públicos, la garantía de la competencia donde fuera posible la libre entrada a todo agente que estuviera interesado en prestarlos.

La Nueva Constitución definió un nuevo esquema para la prestación de los servicios públicos domiciliarios, en el que el papel del Estado consistía únicamente en asegurar la prestación eficiente de dichos servicios con el fin de mejorar la calidad de vida de la población y el bienestar general. En este esquema, los servicios públicos podían ser prestados por particulares mientras el Estado se reservaba el derecho a ejercer la regulación y el control.

La Constitución ordenó al Congreso desarrollar estos principios fijando las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, a partir de proyectos de ley en un plazo perentorio. Simultáneamente, mediante el Decreto 2119 de 1992 se reestructuró el Ministerio de Minas y Energía, se convirtió la Comisión Nacional de Energía en Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y se creó la Comisión de Regulación Energética. Esta última, entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, se creó con el fin de expedir las regulaciones del sector energético incluyendo el tema tarifario, labor que anteriormente llevaba a cabo la Junta Nacional de Tarifas en el Departamento Nacional de Planeación.

Ya en 1994, se expidieron las leyes 142 (Ley de Servicios Públicos) y 143 (Ley Eléctrica), las cuales se convertirían en pilares fundamentales para el funcionamiento del sector. Esta ley abrió las puertas a la participación privada en toda la cadena de valor, estableció la regulación independiente y fijó los parámetros de introducción de la competencia en generación y comercialización, así como los principios de operación comercial en transmisión, y distribución, entre los aspectos más importantes de la reforma (Ramírez, 2011). Adicionalmente, se orientaron al diseño y consolidación de una estructura institucional adecuada, previsible y eficiente, para contribuir al logro de metas de desarrollo económico y social sostenibles, tanto a nivel global como de cada sector.

A partir del nuevo marco normativo se creó el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MEM) que busca la formación de precios de costo mínimo mediante declaraciones de cantidades y costos de cada generador (subasta). Este procedimiento fue reglamentado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), con el fin de organizar la participación de los particulares en la compra y venta de energía e igualmente en el objetivo de garantizar la igualdad de oportunidades en las transacciones de energía.

La Ley 142 de 1994 especializó a ISA en la operación y mantenimiento de sus redes de transmisión, y la encargó de la coordinación y planeación de la operación del Sistema Nacional de Transmisión (STN) y del Mercado Mayorista de Energía (MEM), escindiendo de ella las actividades de generación para despojarla de intereses propios en el mercado. Así mismo asignó a la CREG la función de propiciar la libre

competencia en el mercado y, mediante la expedición de un reglamento de operación, regular el funcionamiento de dicho mercado.

Dentro de este nuevo marco institucional, el Ministerio de Minas y Energía es la autoridad sectorial, a la que le corresponde funciones como la adopción de políticas relativas a inversión pública, venta de empresas oficiales nacionales y la elaboración de propuestas al Ministerio de Hacienda acerca de subsidios. Este Ministerio Preside además el organismo de regulación, que es la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Esta última integra, además, al Ministro de Hacienda y Crédito Público, Al Director del Departamento Nacional de Planeación y a cinco expertos de dedicación exclusiva, nombrados por el Presidente de la República, por períodos de cuatro años, los cuales no pueden ser removidos de su cargo durante ese periodo. También a la CREG asiste el superintendente de servicios Públicos domiciliarios con voz pero sin voto.

En este esquema, a la CREG le corresponde, entre otras funciones, establecer condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente; determinar la liberación gradual del Mercado hacia la libre competencia, aprobar los cargos por el uso y acceso de redes; definir las tarifas y fórmulas vinculadas para los usuarios regulados; establecer el reglamento de operación del sistema interconectado nacional, el estatuto de racionamiento y el Código de Redes. Este último Código incluye el Código de Planeamiento de la expansión de la Transmisión Nacional, el Código de Conexión, el Código de Medida y el Código de Operación, del cual también hacen parte el Estatuto de Racionamiento y el Reglamento de Distribución emitido posteriormente.

La Administración del Mercado Mayorista tiene a su Cargo administrar el Sistema de Intercambios Comerciales ASIC quien, a partir de proyecciones de demanda y las ofertas de los generadores, conforma el despacho ideal y calcula el precio de bolsa. La operación del Sistema está a cargo del Centro Nacional de Despacho CND y, en menor medida, de las CRDs (Centros Regionales de Despacho), quienes, con base en el despacho ideal horario, toman en cuenta las restricciones del STN, así como las necesidades de regulación de frecuencia; finalmente el CND realiza el despacho real horario de las plantas de generación a medida que se presenta la demanda. Actualmente el CND y el ASIC funcionan como parte de Interconexión Eléctrica S.A, pero está prevista por decreto su separación en una entidad independiente.

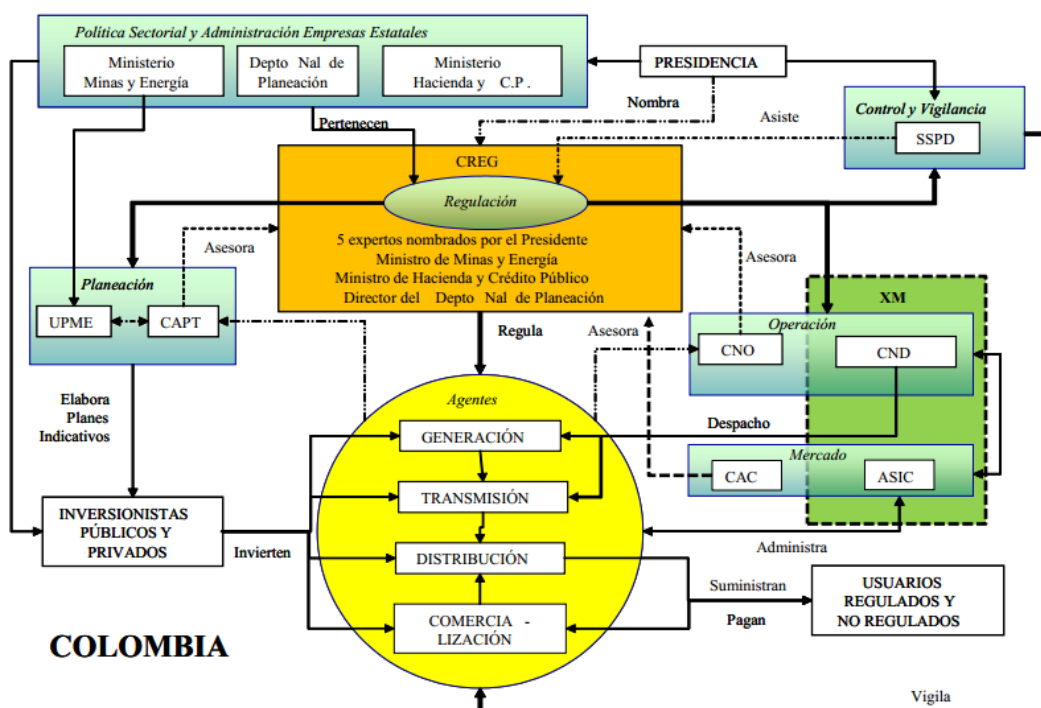
La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) dotada de personería jurídica, es la que elabora el proyecto de Plan Energético Nacional, el cual tiene un carácter indicativo, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo, para ser adoptado por el Ministerio de Minas y Energía. A la UPME le corresponde, además, registrar los proyectos de generación y transmisión y emitir concepto sobre la viabilidad técnico - financiera de los proyectos de conexión al sistema de transmisión nacional.

El control, vigilancia y fiscalización de las empresas se le asigna a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), quien tiene facultades para sancionar e intervenir cuando se ponga en peligro la continuidad de la prestación de los servicios por incumplimiento a las normas establecidas. Los indicadores de gestión y resultados darán muestra de ello. En el caso de las empresas de origen público la Contraloría



General de la República también tiene competencia para llevar a cabo vigilancia sobre el uso de los recursos públicos y control de la gestión. De acuerdo a estas funciones, la figura 3 ilustra el esquema institucional por el cual se rige el sector eléctrico en Colombia.

Figura 3. Esquema institucional del sector eléctrico.



Fuente: página web de la CREG<sup>1</sup>

En el marco de apertura y privatización, el sector energético ha tenido la misma suerte de los demás sectores económicos. La planificación se ha orientado básicamente a la desregulación y la privatización de actividades y responsabilidades públicas. Esto ha propiciado la interpretación de algunos autores que sostienen que lo que se vivió en el sector energético no fue más que la feria de los bienes públicos, ya que buena parte de las hidroeléctricas se vendieron por montos muy inferiores a su valoración y en algunos casos ni siquiera se dieron a conocer los procesos de valoración (Álvarez, 2002, citado en Martínez, 2013). En este contexto la energía eléctrica se ha ido instalando progresivamente como un bien transable, fuente de divisas.

En efecto, la exportación de electricidad se inició modestamente en el año de 1999 con 0,037216 GWh, pero ha ido creciendo vertiginosamente, al punto que en 2009 se exportaron 1.358,38 GWh. (UPME, 2011, p. 61 citado en Martínez, 2013). En este sentido, el Plan Energético Nacional 2006-2025 es claro en su objetivo central, “fortalecer la contribución del sector energético al crecimiento y desarrollo económico ambientalmente sostenible, sin limitarse a la maximización de la producción y a la exportación de recursos energéticos”.

<sup>1</sup> CREG. [http://www.creg.gov.co/html/cache/gallery/GC-1/G-4/mercado\\_electrico\\_colombiano.pdf](http://www.creg.gov.co/html/cache/gallery/GC-1/G-4/mercado_electrico_colombiano.pdf)  
última revisión 14/05/2014

Para este propósito se ha requerido entonces lo siguiente: cambiar el paradigma de la autosuficiencia por el de pleno abastecimiento, por medio de procesos de integración energética con los países vecinos; concentración en la localización de todos los recursos disponibles en el subsuelo colombiano; y “desarrollo de mecanismos que propicien la exportación de productos derivados del petróleo y del carbón con valor agregado, de manera complementaria con las exportaciones tradicionales de materias primas o recursos energéticos primarios”. (UPME, 2007, p. 140, citado en Martínez, 2013)

En la misma línea el Ministerio de Relaciones Exteriores ha establecido como lema “Colombia: un país con diversidad energética” para la promoción de la Inversión Directa Extranjera (IDE) en el país. Este objetivo ha sido satisfecho, ya que estos montos han tenido un comportamiento creciente. Se observa luego que la IDE aumentó un 79,6% entre el 2010 y el 2011, y la mayor parte de este cambio significativo se ha explicado por el comportamiento del sector de minas y petróleo que recibe 6.299 millones de dólares y crece 59,3% en comparación con el año anterior (Ministerio de Relaciones Exteriores, 2012, p. 3, citado en Martínez, 2013).

Específicamente en hidroelectricidad Colombia, después de Brasil, es el país de Latinoamérica con más alto potencial hidroeléctrico ya que cuenta con un potencial de 93.085 Mw (OLADE, 2006, p. 61, citado en Martínez, 2013). En las últimas dos décadas se ha incrementado significativamente la cobertura de la energía eléctrica en el país ya que en el 2007 se reportaba que el 94,4% de la población tenía acceso a la electricidad (UPME, 2010<sup>a</sup>, citado en Martínez, 2013). En el ámbito externo actualmente sólo Ecuador y Venezuela son destinos de exportación de energía eléctrica, pero se realizan estudios de factibilidad para ampliar el comercio con Panamá, Puerto Rico, República Dominicana y Estados Unidos; adicionalmente en el Plan de Expansión de generación y transmisión 2010 – 2024 se contempla la construcción de 70 proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica, que entrarían a funcionar entre 2009 y 2017. Específicamente, más del 60% de estos mega-desarrollos corresponden a hidroeléctricas (Unidad de planeación minero Energética UPME, 2009).

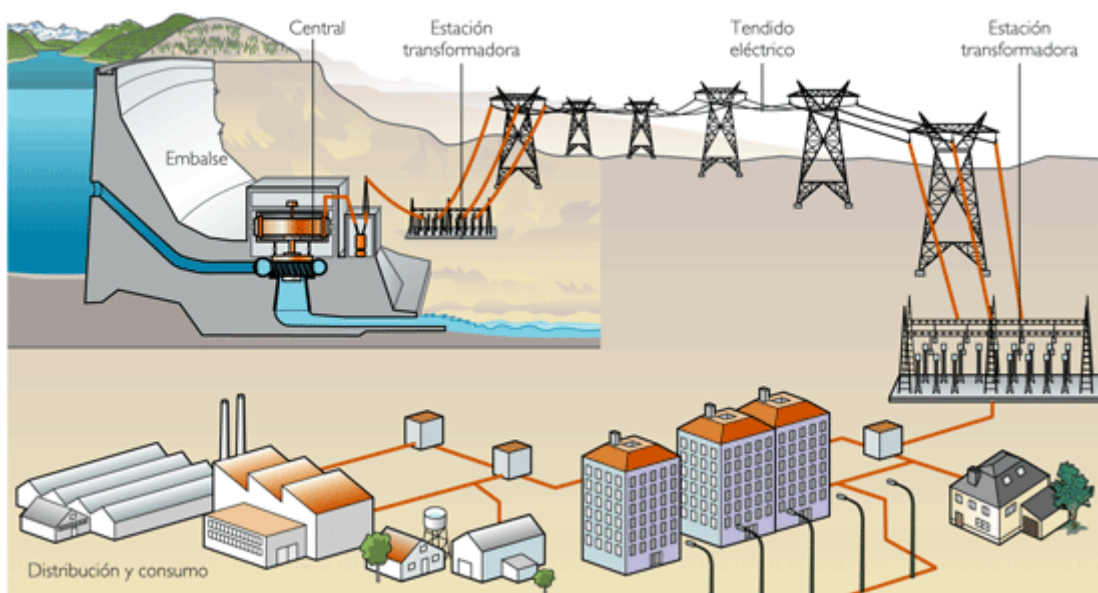
No obstante de acuerdo con Martínez (2013) la energía como un bien de consumo, no se produce para mejorar la calidad de vida y resolver las necesidades de las comunidades locales donde se instalan las represas, por el contrario lo que se ha venido montando es la generación de condiciones favorables para las inversiones privadas y extranjeras, donde prima el carácter “útil” de la energía, a costa del bienestar y la seguridad de las comunidades locales y de la conservación de los ecosistemas.

## 4.2 Estructura del sector eléctrico.

### 4.2.1 Generación.

La estructura del sector inicia con la actividad de generación consistente en la producción de energía eléctrica mediante una planta hidráulica o una unidad térmica conectada al Sistema Interconectado Nacional cuya capacidad instalada sea igual o superior a 20 Mega Wats (MW). Ver Grafica número 4. En esta actividad, desarrollada en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, se encuentran registrados 48 agentes donde se destacan EPM, EMGESA e ISAGEN<sup>2</sup>.

Figura 4. Actividades del esquema eléctrico.



Fuente: Energía de Bogotá<sup>3</sup>

Las reformas promovidas en el nuevo marco constitucional han contribuido a incrementar notablemente la participación del sector privado en la capacidad efectiva neta de generación. Actualmente la participación privada en la actividad de generación representa cerca del 60%.de los cuales tan solo EMGESA posee el 22,16 % de la participación total del mercado de generación.

<sup>2</sup> Operación y administración del MEM. XM. [http://sv06.xm.com.co/gmem/quienes\\_somos/Clientes-Metadatos/agentesweb.asp](http://sv06.xm.com.co/gmem/quienes_somos/Clientes-Metadatos/agentesweb.asp) Última revisión 08/06/2014

<sup>3</sup> <http://www.eeb.com.co/empresa/eeb-y-bogota>

## **4.2.2 Transmisión.**

El negocio de Transmisión consiste en el transporte de grandes bloques de energía a altos niveles de voltaje, a través del Sistema de Transmisión Nacional –STN. El STN comprende el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados a los transformadores, y con sus módulos de conexión, que operan a tensiones entre los 220 y 500 Kilovoltios (KV).

Esta es una actividad que se caracteriza por ser de carácter monopólico y en la actualidad 11 empresas participan en el STN, desarrollando la actividad de Transmisión Nacional. Entre estas, el principal transportador es la empresa Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P, la cual es propietaria de cerca del 75% de los activos

La actividad de transmisión empezó a partir de enero de 1995 a desarrollarse con la posibilidad de acceder libremente a las redes bajo una perspectiva de cobro de la conexión y uso del Sistema de Transmisión Nacional. Así mismo por disposiciones regulatorias, otras empresas del sector pueden hacer inversiones en transmisión permitiendo incrementar la disponibilidad y confiabilidad del sistema.

## **4.2.3 Distribución.**

Antes de llegar al usuario final, la energía eléctrica se transforma a niveles de voltaje medios, y a través de redes, nuevas subestaciones y nuevos transformadores, se lleva hasta los puntos de consumo. Este transporte de bloques menores de energía con destino al usuario final se denomina Distribución.

La Distribución en Colombia se realiza por medio de los Sistemas de Transmisión Regionales (STR) y los Sistemas de Distribución Local (SDL). Ambos sistemas están conformados por un conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV. El STR es un sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión, mientras que el SDL involucra las redes de distribución municipales o distritales.

El sector de distribución es quien cierra la cadena de la industria eléctrica y en general es el motor de desarrollo de la misma, por cuanto tiene relación directa con los usuarios, recauda la mayor parte de los ingresos y sostiene financieramente las actividades de transmisión y generación.

A pesar de ser una actividad caracterizada por el monopolio del servicio, hoy en día las normas regulatorias garantizan la libre entrada a las redes y un control directo sobre los cargos. Así el sistema de distribución de energía en Colombia está compuesto actualmente por 22 agentes, los cuales son responsables de la operación de la red en cuanto a la calidad del servicio de energía eléctrica y de la potencia

suministrada al usuario final. Aquí se encuentran empresas como EPM, Empresas municipales de Cali, Empresa de energía de Cundinamarca, entre otras<sup>4</sup>

En un futuro cercano, con el fin de ampliar la distribución de energía eléctrica, la UPME plantea en el Plan Energético el establecimiento de contratos de concesión o la asignación de áreas exclusivas.

#### **4.2.4 Comercialización.**

La actividad de comercialización de energía eléctrica consiste en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados. Los clientes no regulados, que son los de alto consumo y corresponden principalmente a la industria, están en libertad de comprar la energía al comercializador de su preferencia o directamente a los Generadores. Los otros usuarios, denominados "regulados", deben comprar la energía a la empresa comercializadora del municipio o sector en que se encuentren ubicados.

Las empresas comercializadoras pueden desarrollar esta actividad en forma exclusiva o combinada con otras actividades del sector eléctrico. La comercialización está caracterizada por ser una actividad con competencia y cuenta con 78 agentes registrados en el SIN. El margen de comercialización para el mercado regulado es fijado por la CREG.

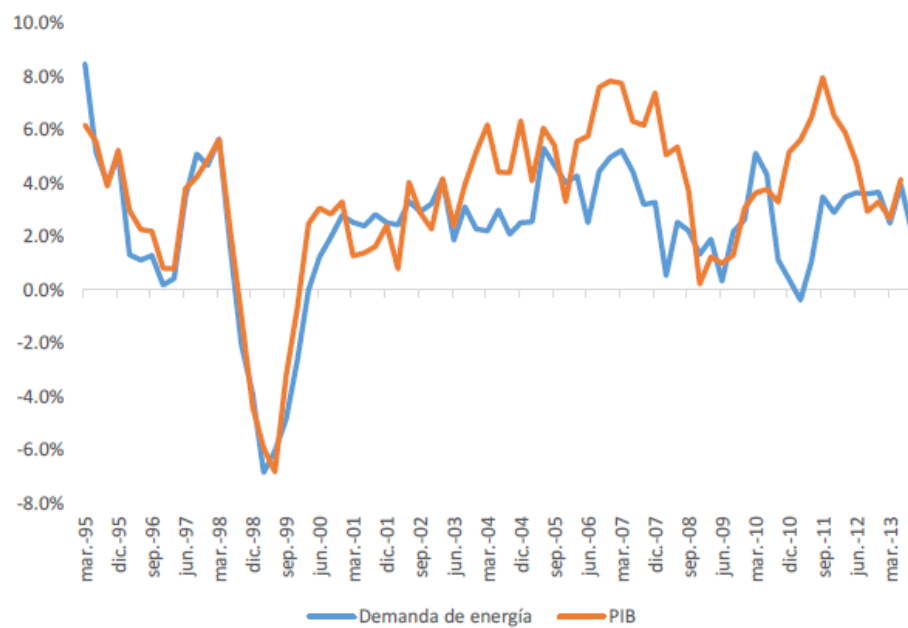
#### **4.2.5 Consumidores finales.**

Históricamente, el comportamiento de la demanda de electricidad del Sistema Interconectado Nacional -SIN- ha estado ligado directamente a la dinámica económica del país. Los consumidores finales se dividen en dos grupos: los regulados y los no regulados. Estos últimos corresponden a aquellos con un consumo superior a 55 MW/h por mes. La evolución del consumo de energía ha sido el resultado de la expansión de la actividad productiva, del crecimiento de la población y del grado de urbanización. Sin embargo, debido a la aguda crisis económica de finales de los noventa, a la sustitución de energéticos y a los factores climáticos adversos, como el fenómeno del Niño, se configuró una tendencia decreciente en la demanda de energía hacia finales de la década de los noventa. Ver gráfico 3.

---

<sup>4</sup>Operación y administración del MEM. XM. [http://sv06.xm.com.co/gmem/quienes\\_somos/Clientes-Metadatos/agentesweb.asp](http://sv06.xm.com.co/gmem/quienes_somos/Clientes-Metadatos/agentesweb.asp) última revisión 08/06/2014

Gráfica 3. Crecimiento del PIB y la demanda de energía eléctrica 1995-2013.



Fuente: (UPME, 2013)

Los agentes en la cadena productiva mostrados en la figura 4 constituyen el último eslabón de la estructura del sector eléctrico, el cual está encabezado por el Ministerio de Minas y Energía, la UPME, la CREG, y la superintendencia de servicios públicos, entre otros, finalmente están los usuarios finales- regulados y no regulados-. Ver figura 5.

Figura 5. Estructura del sector eléctrico.



Fuente: (Aldana, 2012)

#### 4.2.6 Zonas No interconectadas – ZNI.

Las Zonas No Interconectadas –ZNI- son aquellas áreas del País que no reciben servicio de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional -SIN- y cuya interconexión generalmente no es financieramente viable, por falta de economías de escala que permitan amortizar los proyectos. Por lo general estas zonas se caracterizan por ser marginales, rurales y con una densidad poblacional extremadamente baja (3 hab/km<sup>2</sup>). En la actualidad las ZNI tienen una extensión cercana a 600.000 km<sup>2</sup> (52% del territorio nacional) e incluyen 929 localidades (72 cabeceras municipales y 857 localidades rurales) donde habitan aproximadamente dos (2) millones de habitantes. Del total de la población de las ZNI, se estima que cerca de 600.000 habitantes no tienen acceso a una fuente comercial confiable de energía.

El suministro de energía en estas zonas se realiza por medio de sistemas alternos, tales como plantas diesel, sistemas solares y pequeñas centrales hidroeléctricas, los

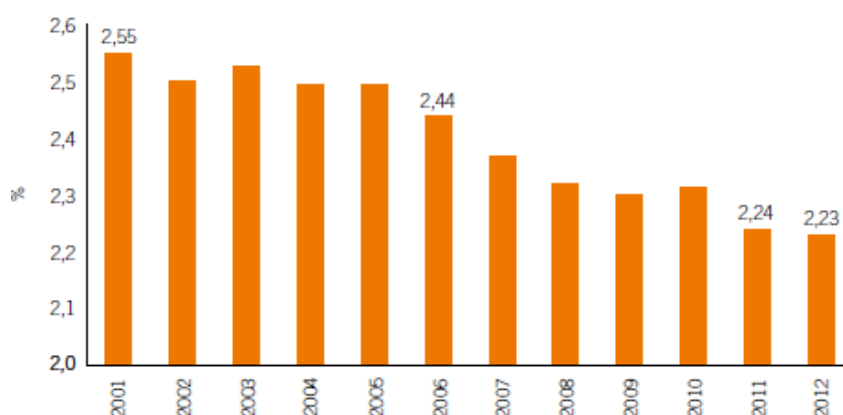
cuales permiten prestar el servicio de energía eléctrica por 13 horas diarias en promedio para las cabeceras municipales y 8 horas diarias promedio para las zonas rurales. Estos proyectos locales alternativos son realizados a través del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas -IPSE. Creado mediante el decreto 1140 de 1999 con el fin de realizar la identificación, planificación y promoción de soluciones energéticas integrales, financieramente viables y sostenibles en el largo plazo, para las zonas no interconectadas del país.

Desde el 2004, el IPSE concentra sus esfuerzos en incrementar la oferta energética y la cobertura del servicio, mediante mecanismos técnicos, financieros y administrativos que garanticen la provisión de por lo menos 80 MW adicionales a los actualmente instalados; e igualmente, en optimizar la prestación del servicio a los usuarios que actualmente lo tienen, mejorando mecanismos de calidad y confiabilidad; además de extender la cobertura del servicio a cerca de 500.000 usuarios que no cuentan actualmente con fuentes de energía confiables.

### 4.3 Desempeño financiero del sector eléctrico.

El PIB del subsector de energía eléctrica en 2012 fue de 10,5 billones de pesos, lo cual representa un crecimiento de 3,5% con respecto a 2011, que fue de 10,14 billones. Pese a la desaceleración económica que experimentó Colombia en 2012, el sector de energía eléctrica aumentó su dinamismo y creció 3,5%, 0,5 puntos porcentuales por encima del crecimiento de 2011. No obstante a este crecimiento durante los últimos años, el subsector de energía eléctrica ha perdido participación en el PIB, ubicándose en 2012 en 2,23%, 0,33 puntos porcentuales (pps) menos con respecto a 2001. La pérdida de participación en el PIB se ha dado como resultado de un menor dinamismo del sector con respecto a la economía en su conjunto. En efecto, en la última década el sector creció en promedio 3,2% anual, mientras la economía en su conjunto lo hizo al 4,5%. Ver grafica 4

Grafica 4. Participación del PIB del sector eléctrico sobre el PIB total.

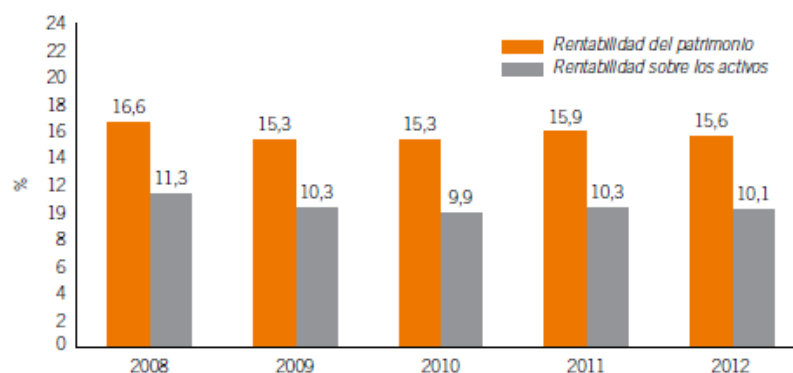


FUENTE: (SSPD, 2013)



En 2012, las exportaciones de energía eléctrica fueron de 714 GWh, lo que significa una reducción de 54% respecto al año anterior en donde las exportaciones representaron 1.544 GWh. Esta disminución se dio principalmente por la reducción en el suministro a Ecuador que paso de 1295 GWh en 2011 a 236 GWh en 2012 debido al aumento en 7% de su generación interna de energía con respecto a 2011; por otro lado el comercio exterior de energía eléctrica en 2012 a Venezuela aumento en 92% respecto al año anterior, pasando de 249 GWh a 478 GWh debido principalmente al déficit en la generación de energía eléctrica en ese país. Adicionalmente las importaciones de energía tuvieron una disminución significativa del 21% con respecto al año anterior, pasando de 8,2 GWh en 2011 a 6,5 GWh en 2012, esto debido principalmente al aumento en la capacidad instalada de energía del país. En la gráfica 5 se puede observar la rentabilidad promedio del sector de acuerdo a estos resultados.

Gráfica 5. Rentabilidad promedio del sector eléctrico.



FUENTE: (SSPD, 2013)

#### 4.3.1 Desempeño financiero de los principales agentes del sector.

El análisis financiero de los principales agentes del sector que se presenta a continuación es extraído de los informes de desempeño financiero presentados por el CSMEM de la superintendencia de servicios públicos domiciliarios; estos informes se realizan con base en el sistema único de cuentas SIU de la superintendencia de servicios públicos domiciliarios, la cual es el ente encargado de ejercer control, inspección y vigilancia de las empresas prestadoras de servicios público. En el sistema se consolida la información financiera entregada por las empresas, la cual contiene desagregaciones relevantes para el análisis económico que no se encuentran normalmente procesadas en la contabilidad de las empresas, por otra parte, puesto que todas las empresas siguen los mismos criterios para preparar los formatos, la base permite la comparación transversal de las mismas cuentas entre empresas.

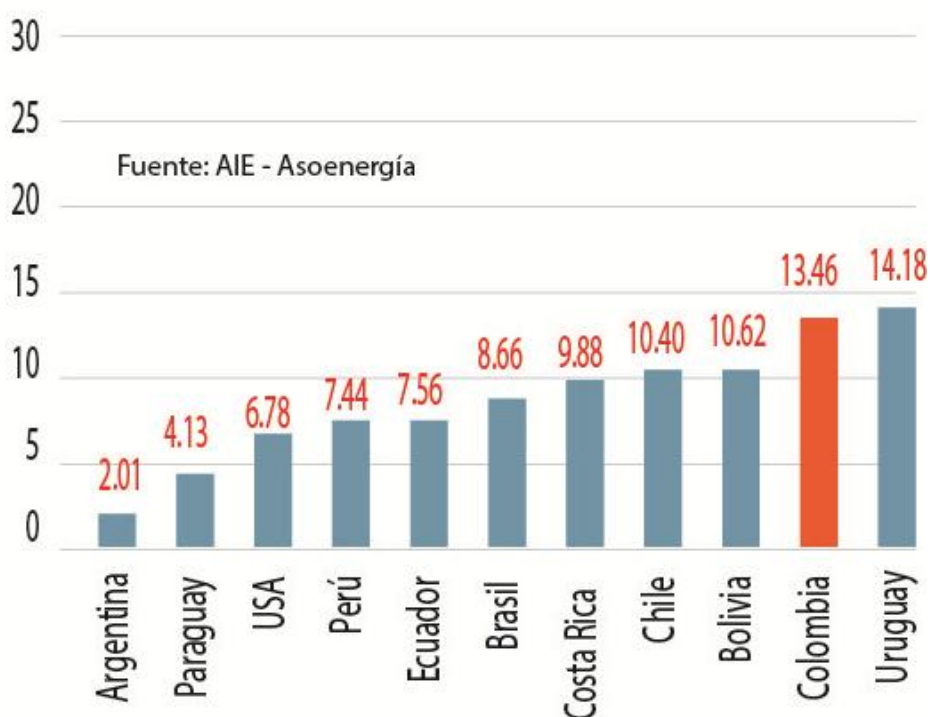
El análisis de estos informes se presenta información de las empresas: CHIVOR, EMGESA, EPM, EPSA, GECELCA, ISAGEN, CELSIA lo cual permite determinar si los retornos al capital de estas empresas son extremadamente altos y no corresponden

con el nivel de riesgo del negocio, lo que podría implicar que en el mercado se están obteniendo rentas extraordinarias, asociadas presumiblemente al poder de mercado de las firmas y al no pago por el uso intensivo del capital natural de la región.

En términos generales los ingresos por ventas de energía para 2012 agregados para las empresas enunciadas sumaron \$12,8 billones de pesos, 5% por encima de los de 2011. Para generar estos ingresos, las empresas incurrieron en gastos del orden de \$9 billones, 7% por encima del nivel registrado en 2011. Por su parte, las utilidades asociadas con el mercado de energía mayorista alcanzaron \$3,5 billones, lo cual indica un crecimiento de 2% con respecto al año anterior.

Este crecimiento es explicado no solo por los nuevos Kilovatios generados sino también por la tarifa creciente del servicio (Ver Gráfica número 6). En efecto, Colombia es uno de los países de América Latina con el más alto costo de energía lo cual explica en buena parte las sobreganancias del sector, e igualmente el acentuado interés de inversionistas extranjeros por grandes extensiones de montañas y ríos. El valor del kilovatio-hora es dos y tres veces superior al de otras naciones, lo cual afecta el índice de competitividad de la producción nacional. La revista Semana (“La Energía más costosa,” 2014) afirma así esta tendencia. “En la última década el valor del servicio creció 60 por ciento con lo cual se impactó entre 10 y 50 por ciento la estructura de costos de las empresas”.

Gráfica 6. Tarifa de electricidad en Latinoamérica centavos dólar/kWh



Fuente: (“La Energía más costosa,” 2014)

A continuación se muestra el informe financiero de las principales generadoras EMGESA, EPM e ISAGEN, informe que representa el 59% del mercado de generación de energía.

#### 4.3.1.1 EMGESA.

EMGESA registró ingresos de \$2.163.977 millones, \$1.506.060 millones derivados de la actividad de generación, lo cual representa un aumento en los ingresos con relación al 2011 del (10%). De los estados financieros publicados por la empresa se desprende que el 76% de las ventas de energía se transaron mediante contratos bilaterales de largo plazo y 24% en la bolsa. ver tabla 2

Tabla 2. Ingresos operacionales de EMGESA (millones \$ de 2012).

cuenta	2011	2012
<b>Ingresos</b>	<b>1.976.063</b>	<b>2.163.977</b>
Generación	1.345.444	1.506.060
Comercialización	597.923	634.205
Otros servicios	4.851	4.064
Otros ingresos	27.845	19.648

Fuente: SSPD, MEM. Informe 81, elaboración propia

De acuerdo a la información consolidada en el informe 81 de la CSMEM los gastos se redujeron 1%, los costos de producción aumentaron 12% y las utilidades después de impuestos se situaron en \$783.529 millones con un crecimiento de 14% en términos reales con respecto al 2011.

En el 2012 los activos de EMGESA crecieron 8%, los pasivos también crecieron, a una tasa de 18% explicados principalmente por el aumento en las obligaciones con tenedores de títulos y bonos expedidos por la empresa , y el patrimonio se incrementó 2%.ver tabla 3

Tabla 3. Principales cuentas de EMGESA.

Cuenta	2011	2012
Gastos	505.835	499.579
Costos de producción	785.224	880.869
Utilidad del periodo (después de impuesto)	685.005	783.529
Activos	8.479.385	9.140.080
Pasivos	2.895.715	3.418.729
Patrimonio	5.583.670	5.721.351

Fuente: SSPD, MEM. Informe 81, elaboración propia

EMGESA se puede caracterizar como una empresa sólida, con niveles bajos de endeudamiento (30%), concentrados en el largo plazo y una rentabilidad del patrimonio ROE de 14%.

#### 4.3.1.2 EPM.

De acuerdo con la información de la SSPD, EPM cerró el año 2012 con unos ingresos de 4.968.598 millones de pesos, \$1.329.046 millones provenientes de la actividad de generación lo cual le permitió aumentar sus ingresos por ventas de energía en un 6% en términos reales. Aproximadamente 83% de sus ventas de energía en el mercado mayorista corresponden a contratos bilaterales. En este sentido, EPM no tiene incentivos fuertes para utilizar su poder de mercado, por lo menos bajo una perspectiva de corto plazo, no obstante el análisis de resultados de EPM debe tomarse con cautela teniendo en cuenta que se trata de una empresa que integra la prestación de varios servicios y por lo tanto, en la contabilidad pueden persistir rubros que no se pueden separar. La empresa reporta a la SSPD las cuentas asociadas con ventas de energía eléctrica que también incluyen un componente de comercialización. Esto se puede Ver en la tabla 4.

Tabla 4. Ingresos operacionales de EPM (millones \$ de 2012).

Cuenta	2011	2012
<b>Ingresos</b>	<b>4.669.992</b>	<b>4.968.598</b>
Generación	1.280.134	1.329.046
Comercialización	2.512.700	2.613.475
Otros servicios	58.835	65.320
Otros ingresos	508.176	655.271

Fuente: SSPD, MEM. Informe 81, elaboración propia

En general los costos de la empresa se mantuvieron en los niveles registrados en el 2011, el valor de los activos de EPM se mantuvo constante en términos reales, los pasivos por su parte, se redujeron 5% y el patrimonio creció 2%. Ver tabla 5

Tabla 5. Principales cuentas de EPM.

Cuenta	2011	2012
Gastos	1.281.273	1.422.755
Costos de producción	1.951.581	2.089.036
Utilidad del periodo (después de impuesto)	1.409.811	1.430.856
Activos	23.894.316	23.947.284
Pasivos	7.034.459	6.715.995
Patrimonio	16.859.857	17.231.290

Fuente: SSPD, MEM. Informe 81, elaboración propia

La empresa generó una rentabilidad sobre el patrimonio ROE de 8% similar a la generada en 2011. Al igual que EMGESA, EPM se caracteriza por su solvencia con niveles bajos de endeudamiento (20%). No obstante el bajo nivel de ROE en comparación con los demás agentes EMGESA e ISAGEN es explicado por el hecho de que EPM combina la prestación de varios servicios como la generación, transmisión, comercialización y distribución de energía y además, subsidia buena parte de la inversión social de Medellín.

#### 4.3.1.3 ISAGEN.

De acuerdo con el informe 81 de CSMEM, en el 2012 ISAGEN obtuvo ingresos por \$785.736 millones derivados de su actividad como generador, con una caída de 6% en términos reales con respecto al 2011. De acuerdo con esta fuente, 73% de la energía generada se comprometió en contratos de largo plazo y 27% se transó en la bolsa. La empresa tiene además un volumen de ventas muy importante en comercialización en razón al crecimiento del 7% en esta actividad. Considerando los ingresos totales por venta de energía y de acuerdo con los estados financieros de la empresa, 87% de las ventas corresponde a contratos. Desde este punto de vista, ISAGEN tampoco tiene incentivos fuertes para utilizar su poder de mercado. Ver tabla 6

Tabla 6. Principales cuentas de ISAGEN.

Cuenta	2011	2012
<b>Ingresos</b>	<b>1.746.542</b>	<b>1.727.381</b>
Generación	835.020	785.736
Comercialización	798.821	855.561
Otros servicios	8.259	7.576
Otros ingresos	103.510	77.888

Fuente: SSPD, MEM. Informe 81, elaboración propia

En el año 2012 ISAGEN redujo los gastos. Los costos de producción por su parte, se incrementaron 10% real y la utilidad después de impuestos ascendió a \$455.000 millones, 7% por debajo del registro del año pasado. El activo total de la empresa se incrementó 12% durante el 2012 para alcanzar un monto de \$6,7 billones y el patrimonio de ISAGEN se incrementó en 5% en la vigencia lo cual represento un valor de \$3.6 millones. Ver tabla 7

Tabla 7. Principales cuentas de ISAGEN.

Cuenta	2.011	2.012
Gastos	310.455	234.138
Costos de producción	946.063	1.038.632
Utilidad del periodo (después de impuesto)	489.683	454.610
Activos	6.004.102	6.714.242
Pasivos	2.556.009	3.094.884
Patrimonio	3.448.093	3.619.358

Fuente: SSPD, MEM. Informe 81, elaboración propia

Los niveles de endeudamiento de ISAGEN se mantienen en un nivel razonable de 32%. La rentabilidad sobre patrimonio ROE se puede considerar elevada y ascendió a 13%, un nivel muy similar al observado el año anterior “12%”.

En promedio 64% de la energía generada se transa en contratos bilaterales. De esta forma, los incentivos para regular el poder de mercado y presionar al alza los precios de bolsa, solo ejercen sobre una tercera parte de las ventas. No obstante es importante tener en cuenta que ISAGEN se encuentra finalizando la construcción de Hidrosogamoso con una capacidad instalada de 800 MW de potencia, lo cual reduce su rentabilidad puesto que aún no ha entrado en operación

De acuerdo con el informe 81 de la CSMEM las 7 empresas analizadas arrojaron utilidades asociadas con la generación de energía de \$3.5 billones en el 2012. Dos terceras partes de este monto corresponden a las utilidades de EPM y EMGESA. La rentabilidad promedio del patrimonio para el 2012 se ubicó en 14% en términos reales. Ver tabla 8. Con esta rentabilidad que es casi el doble de la reportada por la Superintendencia de Sociedades para las 1.000 empresas más grandes del país, exceptuando minería e hidrocarburos (7,53%) se alcanza un ROE o rentabilidad financiera (coeficiente resultante al dividir las utilidades netas sobre los fondos propios o patrimonio) que marca un nivel de ganancias extraordinarias si se usa como una medida de rentabilidad de una compañía para hacer comparaciones estáticas de distintas compañías dentro de este mismo sector.

Tabla 8. ROE de las 3 empresas más grandes del sector 2010-2012.

ROE			
Entidad	2010	2011	2012
EMGESA	11,10%	12%	14%
EPM	8%	8%	8%
ISAGEN	13%	12%	13%

Fuente: SSPD, MEM. Informe 58, 71,81, elaboración propia

Como se puede apreciar, la rentabilidad de las empresas de generación eléctrica está por encima del nivel de renta esperado para el nivel de riesgo que estas enfrentan, situado en 8%. Es importante destacar que debido a que EPM integra la prestación de varios servicios, su índice de rentabilidad sobre el patrimonio está asociado a varios servicios y por lo tanto no se puede determinar desagregadamente cuál es su rentabilidad sobre el negocio de generación únicamente.

Adicionalmente de acuerdo con la superintendencia de sociedades las utilidades de EPM, EMGESA e ISAGEN respectivamente en 2013 fueron de \$1.644.134.815, \$870.141.109 y \$433.966.089 millones de pesos, lo cual permite ubicarlas en el puesto 8, 29 y 35 de las 100 empresas que más vendieron en el 2013

De esto se concluye que el sector de generación está obteniendo ganancias extraordinarias, en donde una de las razones para explicar este fenómeno es que estas empresas rentan sobre el capital natural de las regiones a un costo cero.

## **4.4 Mercado mayorista.**

El mercado mayorista en Colombia se realiza a través del sistema de transmisión nacional STN y está conformado por los agentes generadores que producen la energía y también los agentes comercializadores que representan la demanda de los clientes en el mercado.

En este mercado hay dos tipos de usuarios, los usuarios regulados, los cuales son representados por los agentes comercializadores, y los agentes no regulados, quienes tienen una demanda mensual mayor o igual a 0,1 MW o 55 MWh de consumo mensual. Estos usuarios tienen la oportunidad de realizar sus compras de energía a los comercializadores bajo un contrato libre, o también pueden conformar una comercializadora y participar directamente en la bolsa de energía.

El mercado mayorista opera mediante la bolsa de energía en donde se establece el programa horario de generación y el precio de bolsa para las transacciones de energía, a partir de las ofertas de precio y la declaratoria de disponibilidad de cada recurso de los agentes generadores. La bolsa de energía opera de dos formas diferentes: mediante el precio de bolsa o mercado spot y los contratos a largo plazo.

### **4.4.1 Precio de la energía en bolsa.**

El precio en bolsa está definido como el precio de oferta más alto en la hora respectiva, correspondiente a las plantas generadoras que no presenten inflexibilidad en el despacho ideal. Este es el precio utilizado para valorar los intercambios en la bolsa.

Para determinar el precio de bolsa de la energía cada agente realiza una oferta de precio en pesos por megavatio hora \$/MWh mediante la declaración de la

disponibilidad en MW de cada uno de sus recursos de generación, de forma confidencial, antes de las 9:30 am de cada día. Esta información es enviada a un buzón electrónico en el centro nacional de despacho CND en Medellín. Todos los agentes con una capacidad de generación igual o superior a 20 MW están obligados a participar de la oferta en la bolsa y aquellos con una capacidad de generación superior a 10 MW y menor a 20 MW tienen la opción de participar o no en la oferta en la bolsa.

Las ofertas se realizan para cada una de las 24 horas del día siguiente. A las 9:30 am se suspenden las recepciones de ofertas y el buzón se abre para luego el centro de despacho seleccionar las mejores ofertas que determinan el programa de generación.

Para garantizar la transparencia del mercado, las ofertas y declaratorias de disponibilidad de recursos se llevan a consulta pública, a más tardar a las 11:00 am, lo cual permite que todos los agentes pueden conocer las ofertas de todos los participantes del mercado; mas luego el centro nacional elabora el despacho económico para las 24 horas del día siguiente y lo envía a los generadores antes de las 2:00 pm.

#### **4.4.1.1 Formación de precios de energía en bolsa**

De acuerdo con el comité de seguimiento del mercado mayorista de energía eléctrica CSMEM formado por la superintendencia de servicios públicos, el comportamiento de los precios de energía en bolsa no siguen una tendencia aleatoria y por el contrario existen varias variables que pueden explicar el comportamiento del precio en bolsa de la energía. En este sentido la CSMEM luego de evaluar diferentes tipos de ecuaciones para estimar su precio encontró que la ecuación que mejor se ajusta al comportamiento de los precios en bolsa incorpora dos variables importantes como el nivel de aportes en el agregado de embalses a nivel nacional y su propio precio rezagado.

$$Precio_{Bolsa, t} = 22.18 + 2.49 e^{-0.09} \times Aportes + 0.78 \times P_{Bolsa, t-1}$$

Este modelo explica casi un 70% de la varianza del precio de bolsa y permite observar como cerca del 80% del precio de bolsa de un mes determinado está dada por el nivel de precios que alcanzó el mes anterior. Así mismo, de acuerdo a su informe, este les permite inferir que la elasticidad del precio de bolsa al nivel de lluvias es tan solo de 0.13. Esto quiere decir que si de un mes a otro se duplican las lluvias sobre el nivel esperado, el precio de bolsa solo se reducirá en un 13%. De acuerdo a estos resultados se puede afirmar que es mucho más importante, en la determinación del precio de bolsa, la dinámica inercial (y/o especulativa) que el nivel efectivo de los aportes hídricos.

En este sentido, de acuerdo con la CSMEM, el comportamiento estratégico para la preparación de precios de los agentes con mayor incidencia en los precios en bolsa (San Carlos, Guavio y Chivor) es el comportamiento del mercado. Adicionalmente se afirma que la Central de Guatapé, dada su gran capacidad de embalse, puede cotizar de manera independiente al nivel de precios vigente en la bolsa.

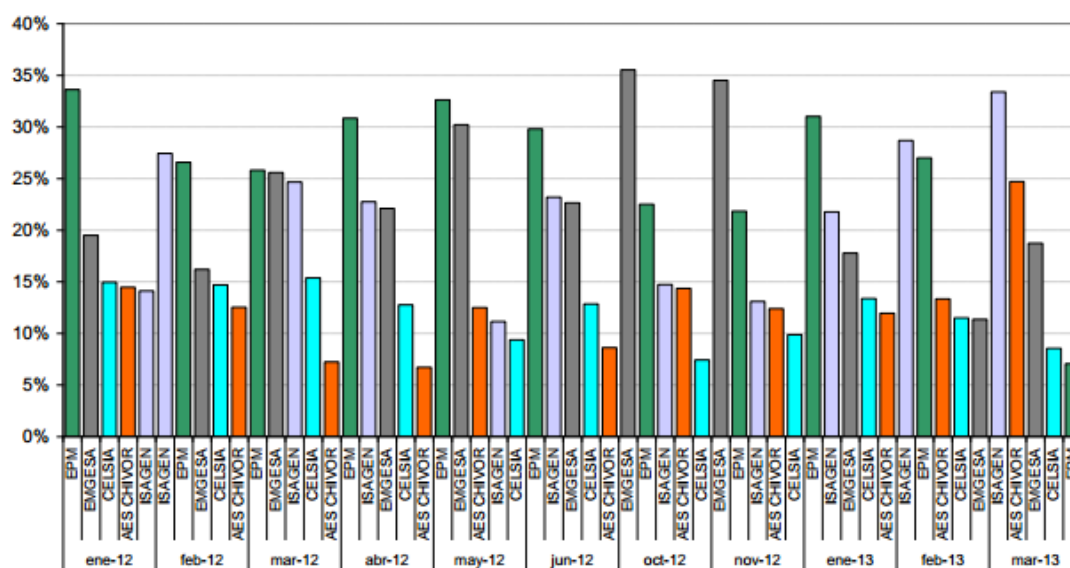


#### 4.4.1.2 Agentes Marcadores de precios.

Con el objetivo de determinar cuáles son los agentes que participan mayoritariamente en la fijación de precios de bolsa de cada mes, la CSMEM elaboró el índice de concentración Herfindahl basado en los porcentajes de coincidencias entre los precios de oferta de las plantas asociadas a cada agente, el precio de bolsa en cada hora y el índice de poder de mercado Lerner promedio mensual, estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual neta (excluyendo la energía transada en contratos por el agente sujeto de análisis). Con estos índices se pueden observar los agentes marcadores de precios y el poder de concentración de mercado respectivamente.

La gráfica 7 presenta el porcentaje de tiempo en que cada agente determina el precio del mercado en bolsa durante un periodo determinado. Así durante el periodo comprendido entre enero 2012 y marzo de 2013 se pueden observar los 5 agentes que mayoritariamente fueron marcadores de precios en bolsa.

Gráfica 7. Porcentaje de tiempo en que cada agente fue marcado del precio en bolsa.



Fuente: SSPD, MEM. Informe 78

De el grafico se observa que en marzo de 2013 los agentes con mayores coincidencias entre precio de oferta y precio de bolsa fueron ISAGEN y CHIVOR. En el caso de ISAGEN se aumentó el liderazgo que traía en febrero y para el caso CHIVOR se puede decir que reemplazó a EPM en el nivel de coincidencias entre sus ofertas y los precios que despejan el mercado en la bolsa. El patrón de comportamiento de los registros de coincidencias de marzo muestra como solo dos agentes (ISAGEN y CHIVOR), fijaron el precio para el 58% de las horas del mes, mientras ISAGEN, CHIVOR y EMGESA conjuntamente lo marcaron en el 77% del tiempo. Esto da una idea del carácter oligopólico del mercado.

[illegible]

El gráfico numero 8 presenta para los últimos seis meses, las cuatro plantas con el mayor porcentaje de tiempo de fijación del precio de bolsa, dentro de tres rangos de precios de oferta, se observa como en marzo San Carlos presenta el mayor índice de coincidencias en las horas de demanda alta y con su presencia en las horas de media y baja demanda se explica el liderazgo de ISAGEN en la formación de precios en la bolsa. A su vez CHIVOR presenta el mayor índice de coincidencia para las horas de demanda media. De las plantas térmicas solo TEBSA hace presencia y con baja participación en los índices de coincidencias para demanda alta, lo cual muestra el predominio de los recursos hidroeléctricos.

#### 4.4.2 Contratos entre agentes del mercado.

Las empresas generadoras y comercializadoras pueden realizar entre ellas contratos a largo plazo, en los cuales se establece, de común acuerdo, el precio y la cantidad de energía negociada. El único requisito que deben cumplir estos contratos es que se puedan representar horariamente. De esta forma los tipos de contrato se pueden generalizar como se pague lo demandado y se pague lo contratado, con tarifas variables que dependen de la hora, el día y la estación.

## 4.5 Estructura y dinámica de la Generación eléctrica

Colombia cuenta con 48 agentes generadores y una capacidad instalada en el sistema interconectado nacional (SIN) a marzo de 2013 de 14,360.7 MW de potencia, los cuales provienen de diversas fuentes energéticas como lo son: hidráulica, térmicas a carbón, y gas, entre otras. Como se puede apreciar en la tabla 9, de estas fuentes de generación, la más significativa es el recurso hídrico, el cual le entrega al SIN una capacidad de 9.185 MW de potencia, la cual representa el 63,96% de la capacidad instalada del país.

De esta capacidad instalada la energía hidráulica contribuye con 3.615,40 GWh reales de energía de un total de 5.185,02 GWh en marzo de 2013. Esta fuente es la principal por encima de otras fuentes como las térmicas a base de carbón, gas o líquidos que contribuyen con 1.283,91 GWh de generación real respectivamente. Ver tabla 9

En este mismo periodo de tiempo la oferta de energía fue de 5.032,6 GWh (XM filiar de ISA, 2013b) superando en un 103% la demanda, con lo cual dicha actividad ha cumplido satisfactoriamente con su objeto principal, es decir suministrar con seguridad, calidad y confianza la energía eléctrica demandada.

Tabla 9. Capacidad instalada y porcentaje de participación del SIN.

capacidad instalada			
marzo-2013			
fuentes de generación	capacidad MW	% de participación	generación GWh
hidráulica	9.185	63,96	3.615,44
térmica	4.426	30,82	1.283,91
Menores	692,40	4,82	27,47
Cogeneradores	57,30	0,40	258,20
Total	14.360,70	100	5.185,02

Fuente: (UPME, 2009), (SIEL, 2013),(XM filiar de ISA, 2013b), elaboración propia

Estas cifras dan cuenta de la capacidad del sector de generación de energía eléctrica del país, el cual está fuertemente apalancado en el aprovechamiento de los recursos hídricos. Por esto, y puesto que los proyectos hidroeléctricos son sensibles de generar impactos tanto ambientales y territoriales como sociales en las regiones de asentamiento de estos proyectos, es que la presente investigación se enfocara en esta fuente de impactos socio ambientales y de uso intensivo del capital natural de las regiones.

En cuanto a la estructura del mercado es importante reconocer que el mercado de la generación eléctrica en el país se encuentra configurado como un oligopolio en donde

3 empresas EMGESA, EPM e ISAGEN comparten el 59,72 % del mercado y el restante 40,28 % proviene de un conglomerado de diferentes empresas como: AES CHIVOR Y CIA, EPSA SA, EMPRESA URRRA S.A, TERMOVALLE SCA entre otras. Es importante resaltar que estas empresas son de naturaleza pública, privada o mixta como lo son el caso de EMGESA, EPM, e ISAGEN respectivamente. Ver tabla 10.

El oligopolio se caracteriza porque existen pocas empresas en un sector económico, con una relación de interdependencia estratégica entre ellas, causada comúnmente por la existencia de barreras de entrada como altos costos, normatividad y reglamentos, además de las barreras de tecnología más avanzada. Las empresas oligopólicas toman decisiones y se comportan de distintas formas dependiendo de lo que consideran que van a hacer sus rivales, así como del conocimiento que tienen de ellas y del mercado en su conjunto (Sánchez, 2006 citando en Ramírez, 2011).

En este sentido el oligopolio del sector de generación de energía se ve reflejado en la capacidad que tienen algunos agentes para influir en los precios del mercado. De acuerdo a esto EMGESA es el agente con mayor posición dominante en el mercado y por tanto quien cuenta con mayor influencia a la hora de determinar el precio de la energía generada en el mercado.

Tabla 10. Participación del mercado de generación en 2012.

% participación del mercado	
EMGESA	22,16
EPM	21,11
ISAGEN	16,45
otras	40,28
total	100

Fuente: informes de gestión de ISAGEN, EPM, EMGESA. Elaboración propia.

## 4.6 Sector hidroeléctrico.

Como se señaló anteriormente la energía hidráulica es la principal fuente de generación de energía, la cual cuenta con el 63,93% del total de la generación que el SIN registra a marzo de 2013.

Esta energía proviene de 21 embalses y 18 centrales distribuidas a lo largo del país en 5 regiones tales como: la región de Antioquia, Caribe, Centro, Oriente y Valle; de estas, la región del Centro aporta el 33% de la energía almacenada seguida por la región del Oriente con 33%, Antioquia con el 29% y la región del Caribe y el Valle con un 4%. Ver tabla 11.

Tabla 11. Embalses y energía almacenada por región.

Embalses del SIN (energía almacenada, de acuerdo al volumen útil) julio 2013			
	nombre	GWh	% energía almacenada
ANTIOQUIA	Miel I	108,8	28,92%
	Miraflores	97,9	
	Guatapé-Peñol	1710,9	
	Playas	101,4	
	Porce II	12,1	
	Porce III	32,5	
	Punchiná	31,3	
	Riogrande 2	140,1	
	San Lorenzo	192,0	
	Troneras	8,0	
total ANTIOQUIA		2435,0	
CARIBE	Urra 1	109,1	1,30%
total CARIBE		109,1	
CENTRO	Agregado Bogota,Tomine,Sisga	2641,5	33,43%
	Betania	91,4	
	Muña	50,2	
	Prado	32,0	
total CENTRO		2815,1	
ORIENTE	Chuza	714,9	33,38%
	Esmeralda	622,0	
	Guavio	1473,6	
total ORIENTE		2810,5	
VALLE	Altoanchicaya	1,4	2,97%
	Calima 1	110,4	
	Salvajina	138,3	
total VALLE		250,1	
Total SIN		8419,8	100,00%

Fuente: (XM filiar de ISA, 2013a), elaboración propia

#### 4.6.1 Generación de energía hidroeléctrica en el departamento de Antioquia.

El departamento de Antioquia, gracias a su ubicación geográfica, cuenta con una topografía montañosa bañada por grandes ríos de enorme potencial hídrico de las cuencas del Medio Magdalena, Medio Cauca, Rio Nechi y el Rio Atrato. Fruto de esta

condición ha sido pionera en la construcción de proyectos de infraestructura hidroeléctrica en el país, contando desde 1947 con plantas de generación que han venido aumentando a lo largo de los últimos años, para contar en 2011 con 46 centrales hidroeléctricas; de las cuales 3 son de propiedad de ISAGEN, 25 son de propiedad de EPM y las restantes 18 pertenecen a diferentes empresas como Aguas de la Cabaña y Generadora Unión, Colinversiones, Generadora Santa Rita, HVM, entre otras (Múnera et al., 2011). Ver Anexo A.

Como se puede apreciar en la tabla 17, en 2011 Antioquia presentaba un potencial energético de 4.420,51 MW de potencia instalada, siendo EPM e ISAGEN los mayores aportantes de esta capacidad con 2854,7 y 1,436 MW de potencia respectivamente. A así mismo tiene planeado dentro de sus próximos años construir 6 plantas más de generación hidroeléctrica, con lo que se espera ampliar esta capacidad instalada en 4191 MW, de los cuales el proyecto Hidroituango será el más grande de la región y del país con 2400 MW de capacidad. Ver tabla 12.

Tabla 12. Porcentaje de participación de generación en Antioquia.

potencial energético de Antioquia		
Entidad	capacidad instalada MW	% de participación
EPM	2863,7	64,78
ISAGEN	1436	32,48
OTROS	120,81	2,74
TOTAL	4420,51	100

FUENTE: (Múnera et al., 2011), elaboración propia

La concentración de embalses del sector hidroeléctrico en la región de Antioquia permite ir rastreando el objeto de estudio que es la región del Oriente antioqueño rica en recursos hídricos, con el caso particular del municipio de San Carlos. Para ello es importante mencionar que el estudio se enfocara en dos de las tres grandes empresas generadoras del país, puesto que EMGESA no tiene participación en la región y sus fuentes de generación se encuentran únicamente en los departamentos de Cundinamarca y Bolívar.

Es importante resaltar que el embalse de Punchiná con 378 hectáreas de embalse surte de agua a la central de San Carlos la cual tiene una capacidad de generar 1240 MW de potencia; este embalse hace parte de una cadena de embalses que empieza en el embalse de Guatapé-Peñol, cual es el embalse más grande de Colombia con 6365 hectáreas que surte de agua a la central de Guatapé de 560 MW de potencia. En este sentido el embalse de Guatapé-Peñol tiene una capacidad de energía almacenada mucho mayor que el del embalse de Punchiná, debido a su tamaño. No obstante el municipio de San Carlos recibe por concepto de transferencias una cantidad 55 veces mayor que las recibidas por el municipio de Guatapé, aun cuando este último tiene un área de inundación de sus tierras

mucho mayor que el municipio de San Carlos, ello evidencia una inequidad territorial a la hora de determinar las transferencias puesto que su base de cálculo esta sesgada en el concepto de cuenca y no toma en cuenta el sacrificio del capital natural y territorial de las regiones.

#### **4.6.1.1 ISAGEN.**

ISAGEN es una empresa fundada en 1995 producto de la exención de las facultades de generación de la entonces ISA y de la Constitución del 1991 donde la función del estado se delegó únicamente a la regulación y al control, lo cual permitió la libre entrada a todo tipo de agente público, privado o mixto para la prestación de servicios públicos

ISAGEN se constituye entonces como una empresa mixta con una propiedad del estado de 57,66 %, 12,95% de EPM, Y 14,24 % de trabajadores colombianos representados por las administradoras de fondo de pensión (AFP), 19,09% de entes minoritarios y el 5,06 % de propiedad de extranjeros.

Actualmente posee 6 centrales de generación eléctrica, 5 de estas provenientes de fuentes hídricas y una térmica, y cuenta además con una central hidroeléctrica en construcción (Sogamoso) con 800 MW de potencia instalada y 6 proyectos más en estudio, de los cuales 3 son de fuentes hidroeléctricas, 2 geotérmicas y una eólica.

Con estas centrales ISAGEN se proyecta en 2012 como la tercera generadora del país con una participación del mercado de 16,45%, adicionalmente hace parte también del negocio de comercialización de energía. Durante el 2012 la generación de energía de ISAGEN fue de 9.683,60 GWh, de los cuales 94,67% corresponden a generación hidráulica y 6,33% a generación térmica sin que se presentaran importaciones de Venezuela.

##### **4.6.1.1.1 Centrales de generación de energía ISAGEN.**

ISAGEN posee y opera seis centrales de generación, con lo cual completa una capacidad instalada total de 2.212 MW distribuida en 1.912 MW hidráulicos y 300 MW térmicos generados en los departamentos de Antioquia, Santander, Caldas y Tolima, como se puede apreciar en la Tabla número 13.

El municipio de San Carlos, el cual es el caso de estudio del presente trabajo, cuenta con 2 centrales hidroeléctricas y actualmente está en fase de factibilidad el proyecto porvenir II. Entre estas se destaca la central hidroeléctrica de San Carlos con 1.240 MW de potencia instalada, la cual es la central de generación más grande del país; a su vez hace presencia en el municipio la central de Calderas con 26 MW de potencia instalada, lo cual significa, que en el municipio de San Carlos por parte de ISAGEN se genera una capacidad instalada de 1266 MW de potencia. En este municipio se encuentra ubicado el embalse de Punchiná sobre el río Guatapé que cuenta con un área de 3,4 Km<sup>2</sup> y una capacidad de almacenamiento de 72 millones de

metros<sup>3</sup>.Adicionalmente en la misma región del oriente de Antioquia se encuentra la central de jaguas de 170 MW, ubicada en el municipio de San Rafael.

Las 3 centrales anteriores hacen parte del complejo hidroeléctrico más grande del país y cuentan con una capacidad instalada conjunta de 1.436 MW, 1266 MW ubicadas en el municipio de San Carlos y 170 en el Municipio de San Rafael; con esto el departamento de Antioquia alberga el 65% de la capacidad instalada de generación de ISAGEN.

Adicionalmente sus tres restantes centros de generación corresponden a dos hidroeléctricas, Miel y Amoya, ubicadas en los departamentos de Caldas y Tolima respectivamente y a una planta térmica, Termocentro, ubicada en el departamento de Santander. Estas centrales contribuyen con el 13%, 18% y 4% de la capacidad instalada restante de ISAGEN en Colombia. El principal recurso de generación lo constituye el recurso hídrico, con una participación del 86,44 % seguida penosamente por la fuente térmica de la central de Termocentro ubicada en el departamento de Santander con un 13,56%.

Tabla 13. Fuentes de generación de ISAGEN.

Departamento	Municipio	central	capacidad MW	% de generación	tipo	% tipo de generación
Antioquia	San Carlos	San Carlos	1240	64,92	Hidroeléctrica	86,44
		Calderas	26			
	San Rafael	Jaguas	170			
Caldas	Norcasia	Miel I	396	17,90	Térmica	13,56
Tolima	Chaparral	Amoya	80	3,62		
Santander	Cimitarra	Termocentro	300	13,56		
total			2212	100		100

Fuente: ISAGEN, elaboración propia

#### 4.6.1.1.2 Central calderas.

La central hidroeléctrica Calderas está ubicada en el departamento de Antioquia, Colombia y aprovecha las aguas de los ríos Calderas y Tafetanes, con una capacidad instalada de 26 MW cuenta con 6.009 hectáreas de cuencas y también un embalse de 8 hectáreas que le otorgan una capacidad de embalse de 330.000 metros<sup>3</sup>.

Las aguas turbinadas en la Central descargan finalmente en el río San Carlos el cual alimenta también el embalse Punchiná, incrementando la producción de esta central hidroeléctrica en 269 GWh-año. Su casa de máquinas está localizada en el municipio de San Carlos y los embalses de los ríos Tafetanes y Calderas están en jurisdicción del municipio de Granada.



La zona de la Central se encuentra en inmediaciones de la carretera que conecta a Medellín con los municipios de Santuario, Granada y San Carlos, a una distancia de aproximadamente 100 km desde Medellín.

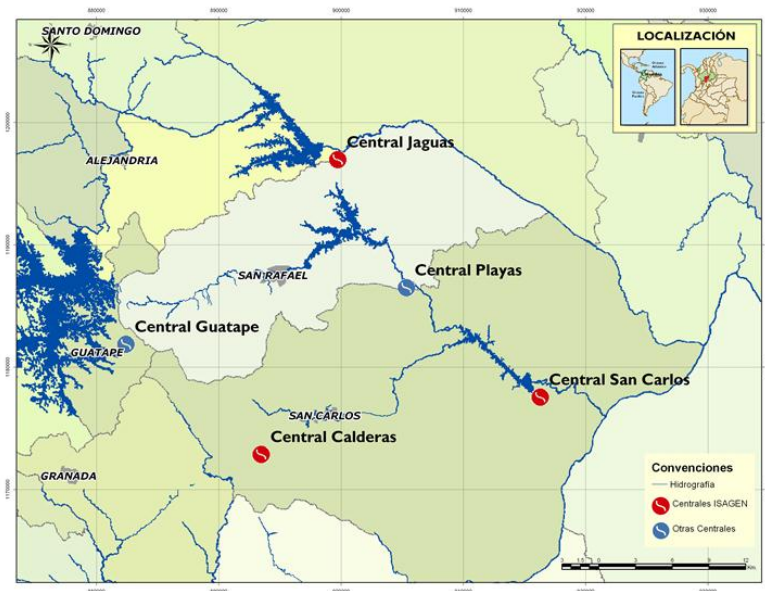
#### 4.6.1.1.3 Central San Carlos.

Está localizada en el departamento de Antioquia, 150 kms al oriente de Medellín, en jurisdicción del municipio de San Carlos, cerca al corregimiento El Jordán. Esta central Con más de 20 años de operación comercial, continúa siendo la de mayor capacidad instalada del país, con 1.240 MW, distribuidos en ocho unidades de 155 MW cada una. Con una infraestructura necesaria para la instalación de dos unidades adicionales su primera etapa entró en funcionamiento en 1984 y la segunda, en 1987.

La presa Punchiná está localizada sobre el río Guatapé, cerca del caserío de Puerto Belo, cuenta con 232.873 hectáreas de cuencas que le surten y 378 hectáreas de embalse con una capacidad de almacenamiento de 72 millones metros<sup>3</sup>, de los cuales aproximadamente 53,23 Millones metros<sup>3</sup> son de embalse útil. La presa tiene una altura de 70 metros sobre el nivel medio del río y 800 metros de longitud.

En la figura número 6 se puede apreciar el complejo hidroeléctrico de San Carlos conformado por las centrales de Calderas, San Carlos y Jaguas, esta última no hace parte de la jurisdicción de San Carlos.

Figura 6. Complejo hidroeléctrico ISAGEN



FUENTE: PAGINA ISAGEN

Es menester resaltar que toda la generación producida por ISAGEN en el departamento de Antioquia es realizada en el oriente antioqueño, entre los municipios de San Carlos, Granada, Alejandría y el nordeste Antioqueño con los municipios San Roque y Santo Domingo. En estos municipios se encuentran los predios de los

embalses. En la tabla número 14 se pueden apreciar los municipios de Antioquia que participan de las transferencias del sector eléctrico por parte de ISAGEN, tanto por concepto de embalse como de cuenca.

Tabla 14. Participación de municipios por embalse y cuenca de las centrales de ISAGEN (hectáreas).

	DISTRIBUCION DE LAS TRANSFERENCIAS											
	CENTRAL SAN CARLOS				CENTRAL JAGUAS				CENTRAL CALDERAS			
	Área de la cuenca	% de la cuenca	Área del embalse	% del embalse	Área de la cuenca	% de la cuenca	Área del embalse	% del embalse	Área de la cuenca	% de la cuenca	Área del embalse	% del embalse
SAN CARLOS	31.017	13,319	366	96,825		0,00		0,00	3.101	51,606	4	50,000
GRANADA	5.342	2,294	12	3,175		0,00		0,00	2.908	48,394	4	50,000
SAN RAFAEL	26.489	11,375		0,000		0,00		0,00		0,000		0,000
ALEJANDRÍA	13.133	5,640		0,000	10.032	23,02	197,2	19,15		0,000		0,000
GUATAPÉ	8.097	3,477		0,000	1.035	2,38		0,00		0,000		0,000
CONCEPCIÓN	18.176	7,805		0,000	17.601	40,40		0,00		0,000		0,000
SAN ROQUE	2.707	1,162		0,000	2.707	6,21	760,4	73,83		0,000		0,000
SANTO DOMINGO	12.196	5,237		0,000	12.196	27,99	72,4	7,03		0,000		0,000
LA CEJA	9.059	3,890		0,000		0,00		0,00		0,000		0,000
EL RETIRO	16.791	7,210		0,000		0,00		0,00		0,000		0,000
GUARNE	12.510	5,372		0,000		0,00		0,00		0,000		0,000
SAN VICENTE	15.464	6,641		0,000		0,00		0,00		0,000		0,000
RIONEGRO	19.600	8,417		0,000		0,00		0,00		0,000		0,000
CARMEN DE VIBORAL	8.294	3,562		0,000		0,00		0,00		0,000		0,000
EL SANTUARIO	4.919	2,112		0,000		0,00		0,00		0,000		0,000
MARINILLA	11.500	4,938		0,000		0,00		0,00		0,000		0,000
EL PEÑOL	1.4300	6,141		0,000		0,00		0,00		0,000		0,000
ENVIGADO	3.279	1,408		0,000		0,00		0,00		0,000		0,000
total	232.873	100,00	378	100,000	43.571	100	1030	100	6.009	100,000	8	100,000

Fuente: (Gobernación de Antioquia, 1994), elaboración propia

#### **4.6.1.2 Empresas públicas de Medellín EPM.**

EPM surge en 1955 producto de la fusión en un establecimiento autónomo de cuatro entidades de servicios públicos independientes tales como: energía, acueducto, alcantarillado y telefonía.

Actualmente EPM no presta el servicio de telefonía y cuenta con 25 centrales hidráulicas( Ver tabla 15). A partir de 1998 inicio un proceso de diversificación que complementó la firmeza y confiabilidad de su sistema de generación, con la central termoeléctrica La Sierra en ciclos simple (generación con gas o ACPM) y combinado (generación con vapor de agua), y más luego con la energía del viento en el parque eólico Jepírachi en la Guajira.

En conjunto EPM alberga una capacidad neta de 3.313,86 MW, el 21.11% de la capacidad instalada nacional. Estas plantas son supervisadas y controladas de manera remota desde un moderno Centro de Control situado en la ciudad de Medellín.

Por otra parte, EPM se encuentra en la construcción del proyecto hidroeléctrico Ituango (2400 MW en sus dos etapas), en sociedad con el departamento de Antioquia, esta sería la central de mayor capacidad instalada del país. Así mismo avanza en la construcción de la central hidroeléctrica BONYIC en la república de Panamá.

EPM hace presencia a lo largo y ancho de todos los municipios de Antioquia con 24 centrales hidroeléctricas de las cuales los municipios de San Carlos y San Rafael participan únicamente con la central de Playas, la cual cuenta con una capacidad instalada de 204 MW de potencia.

##### **4.6.1.2.1 Central Playas.**

Esta central está situada 160 km al oriente de la ciudad de Medellín, en el departamento de Antioquia, y es conocida también como “J. Emilio Valderrama”; entro en operación en 1988 formando parte del aprovechamiento de los ríos Nare y Guatapé y hoy hace parte igualmente del complejo hidroeléctrico del oriente.

Playas posee tres grupos de generadores impulsados por sus correspondientes turbinas Francis de eje vertical, diseñadas para una potencia de 68.03 MW cada una. Dispone de una capacidad instalada de 204 MW, bajo una caída de 176 metros y un caudal de 42,1 ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) con lo cual le aporta anualmente 1.166,2 GWh de energía firme al sistema.

El embalse de Playas recibe aguas del río Guatapé y Nare y posee un área de 702 ha que utiliza un caudal de 113 ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) que se descargan nuevamente en el río Guatapé.

Tabla 15. Distribución de centrales de generación de energía de EPM.

Central	Capacidad Instalada(MW)	Tipo de central	Año de entrada	Ubicación
Dolores	8,3	Hidroeléctrica	1999	Angostura
Pajarito	4,9	Hidroeléctrica	1999	Yarumal
Guatapé	560	Hidroeléctrica	1971	San Rafael
Playas	204	Hidroeléctrica	1988	San Carlos
Guadalupe III	270	Hidroeléctrica	1962	Gómez Plata
Guadalupe IV	216	Hidroeléctrica	1985	Gómez Plata
La Herradura	19,8	Hidroeléctrica	2004	Frontino
La Vuelta	11,8	Hidroeléctrica	2004	Frontino
Niquia	21	Hidroeléctrica	1993	Bello
La Tasajera	306	Hidroeléctrica	1993	Barbosa
Troneras	40	Hidroeléctrica	1964	Carolina del Príncipe
Riogrande I	75	Hidroeléctrica	1951	Santa rosa
Ayurá	12,1	Hidroeléctrica	1983	Envigado
Piedras blancas	20,1	Hidroeléctrica	1958	Medellín
Porce II	405	Hidroeléctrica	2001	Amalfi
Caracolí	3,2	Hidroeléctrica	1935	Caracoli
Támesis	1,2	Hidroeléctrica	1953	Tamesis
Sonson I	8,6	Hidroeléctrica	1965	Sonson
Sonson II	10	Hidroeléctrica	2001	Sonson
Manantiales	3,8	Hidroeléctrica	1997	Bello
America	0,3	Hidroeléctrica	1997	Medellín
Nutivara	0,9	Hidroeléctrica	1997	Medellín
Bello	0,6	Hidroeléctrica	1997	Bello
Camprestre	1,1	Hidroeléctrica	1997	Medellín
Porce III	660	Hidroeléctrica	2010	Anori
La Sierra	430,66	Térmica	1998	Puerto Nare
Jepírachi	19,5	Eólica	2004	Cabo de la Vela
Total	3.313,86			

FUENTE: (Múnera et al., 2011), ELABORACION PROPIA

de la anterior información se deriva que EPM posee un 99% de su capacidad instalada de generación en el departamento de Antioquia y el restante 1% lo obtiene producto de su planta de generación eólica ubicada en el departamento de la Guajira, municipio de Urbina. Así mismo es evidente que su mayor potencial de generación en Antioquia lo concentra en las centrales hidroeléctricas distribuidas a lo largo del departamento con una capacidad instalada de 2863,7 MW de las cuales el 23,76 % están ubicadas

en la región del oriente antioqueño de la cual hace parte el municipio de San Carlos. (Ver tabla 16). Finalmente es importante destacar que el 86 % de la potencia instalada de EPM proviene de los recursos hídricos, mientras el restante 13% y 1% respectivamente los genera a partir de las fuentes térmicas y eólicas.

Es claro evidenciar que la generación de energía de EPM se encuentra distribuida uniformemente por todo el departamento, mostrando una fuerte tendencia de generación de energía en las regiones del oriente, norte, nordeste y Valle de aburra. De acuerdo a esto la región del oriente Antioqueño se consolida como la segunda subregión de Antioquia con mayor producción de energía. Queda entonces pendiente la respuesta a esta pregunta ¿Si EPM absorbe el capital natural de casi todo el departamento para generar energía, porque Medellín, que no tiene un solo embalse, recibe en un solo año más del 70 % de las transferencias de EPM en todos los años de vigencia de la ley 56 de 1981? Se presume que hace falta reconocer la renta del capital natural y su distribución regional para dar una debida respuesta a este interrogante.

Tabla 16. Generación de energía en el departamento de Antioquia.

	REGIONES	potencia en MW	% participación en Antioquia
Antioquia	ORIENTE	782,6	23,76
	NORTE	614,2	18,64
	VALLE DE ABURRA	365,9	11,11
	MAGDALENA MEDIO	3,2	0,10
	OCCIDENTE	31,6	0,96
	NORDESTE	1495,66 <sup>5</sup>	45,40
	SUROESTE	1,2	0,04
	TOTAL	3294,36	100

FUENTE: (Múnera et al., 2011), elaboración propia

La sola observación de la tabla 17 permite apreciar la participación de las transferencias tanto por los criterios de “cuenca” como de “embalse” de los municipios donde se asienta la generación de energía de las centrales de Playas y Guatapé. En este sentido se aprecia que el Municipio de San Carlos recibe participación de la central de Playas por concepto de participación de la cuenca, ya que su embalse se encuentra ubicado en su totalidad en el Municipio de San Rafael.

---

<sup>5</sup> 1.065 MW de energía generada por Porce II y III y 430,66 MW de energía de la central térmica de la Sierra en Puerto Nare

Tabla 17. Participación de municipios por embalse y cuenca de las centrales de EPM (hectáreas)

	CENTRAL PLAYAS				CENTRAL GUATAPE			
	Área de la cuenca	% de la cuenca	Área del embalse	% del embalse	Área de la cuenca	% de la cuenca	Área del embalse	% del embalse
SAN CARLOS	2.225	1,13		0,00		0,00		0,00
GRANADA		0,00		0,00		0,00		0,00
SAN RAFAEL	24.479	12,45	702	100,00		0,00		0,00
ALEJANDRÍA	13.133	6,68		0,00	571	0,46	329	5,17
GUATAPÉ	7.969	4,05		0,00	6.759	5,47	3.017	47,40
CONCEPCIÓN	18.176	9,25		0,00	575	0,47	49	0,77
SAN ROQUE	2.707	1,38		0,00		0,00		0,00
SANTO DOMINGO	12.196	6,20		0,00		0,00		0,00
LA CEJA	9.059	4,61		0,00	9.059	7,33		0,00
EL RETIRO	16.791	8,54		0,00	16.791	13,58		0,00
GUARNE	12.510	6,36		0,00	12.510	10,12		0,00
SAN VICENTE	15.464	7,87		0,00	15.464	12,51	25	0,39
RIONEGRO	19.600	9,97		0,00	19.600	15,85		0,00
CARMEN DE VIBORAL	8.294	4,22		0,00	8.294	6,71		0,00
EL SANTUARIO	4.919	2,50		0,00	4.919	3,98		0,00
MARINILLA	11.500	5,85		0,00	11.500	9,30	9	0,14
EL PEÑOL	14.300	7,27		0,00	14.300	11,57	2.936	46,13
ENVIGADO	3.279	1,67		0,00	3.279	2,65		0,00
total	196.601	100,00	702	100,00	123.621	100,00	6.365	100,00

Fuente: elaboración propia de (Gobernación de Antioquia, 1994)

## **5. Transferencias del sector eléctrico a los municipios.**

### **5.1 Transferencias del sector eléctrico**

Antes de 1981 el contexto de la legislación colombiana referente a embalses, desplazamiento de población, inmersiones de asentamientos humanos e impactos territoriales era insuficiente por no decir nula. En este sentido en 1965 Codesarrollo en su “estudio sobre el municipio del Peñol y la incidencia del proyecto Nare” había ya denunciado este vacío en los siguientes términos “ el país carece de una legislación moderna que sirva de instrumento para el manejo de situaciones como las que antes se mencionaron... de cierta manera la gente del Peñol, al igual que las Empresas son víctimas de la carencia de normas y costumbres públicas que faciliten la operación global así sea por el solo efecto de conocer un procedimiento claro y preciso a seguir al cual puedan atenerse confiadamente todos los involucrados en la problemática de la situación” (Corporación de desarrollo CODESARROLLO; Asociación pro desarrollo de Antioquia ADA, 1982).

En la década de los 70s se interesaron por el tema varios congresistas entre ellos los doctores Gilberto Salazar Ramírez, Hernán Echeverri Coronado, Hernán Vallejo Mejía y otros, quienes en varias oportunidades presentaron proyectos al Congreso de la República para legislar sobre esta materia, devolver a los municipios las rentas pérdidas por catastro municipal, darles participación en el producido de energía y reglamentar las relaciones entre municipios y empresas ejecutoras de las obras.

En 1978, el Honorable representante Gilberto Salazar Ramírez, presentó a la cámara el proyecto de ley 15 de 1978 “Por medio del cual se ordenan unas compensaciones e indemnización de carácter permanente”; el representante Hernán Echeverri Coronado fue ponente del anterior proyecto y presentó a la cámara el proyecto de ley No 63 de 1979 “por medio del cual se decretan beneficios para los municipios con explotación de algunos de sus recursos naturales”; el mismo representante presentó nuevamente este proyecto en la legislatura siguiente, proyecto Nro. 35 de 1980. No obstante ninguno de estos proyectos resonó con suficiente fuerza (Corporación de desarrollo CODESARROLLO; Asociación pro desarrollo de Antioquia ADA, 1982).

En 1980 el entonces ministro de energía y minas, Dr. Humberto Ávila Mora preocupado desde la cámara por estos temas y por los impactos sociales causados en el proyecto Chivor en el Valle de Tensa, presentó al congreso de la nación el proyecto de ley No. 60 por el cual se regula lo concerniente a las relaciones socio-económicas entre los municipios y las empresas que ejecutan obras de aprovechamiento hídrico en su jurisdicción. En ese entonces, el ministro estimó que se requerían mecanismos legales y administrativos de descentralización y desarrollo regional para el sector minero-energético.

Si bien el proyecto de ley contenía vacíos legales, jurisprudenciales y doctrinarios, también es cierto que contenía un estatuto amplio, bien concebido y de significativa importancia para regular las relaciones entre las entidades constructoras y propietarias de las obras con los municipios y particulares afectados. Así la ley marca un principio



para mejorar estas relaciones sobre la realidad económico-social del país. Fue así que se planteó el tema en la exposición de motivos expuesta por el Ministro en los siguientes términos: "... el desarrollo de Colombia ha determinado la formación de grandes conglomerados urbanos, con demanda creciente por energía, agua y otros servicios, cuya fuente de establecimiento generalmente se encuentra en regiones aledañas o distantes de dichos centros. Los municipios en cuya jurisdicción se encuentran tales recursos ciertamente es poco lo que han participado de los beneficios generados por el uso de los mismos y algunas veces, por el contrario el montaje de las correspondientes obras ha incidido negativamente en su desarrollo económico..."(Corporación de desarrollo CODESARROLLO; Asociación pro desarrollo de Antioquia ADA, 1982).

El proyecto buscaba establecer mecanismos de diferente orden y sobre diversos tópicos para garantizar que el montaje de las obras sobre el aprovechamiento de los recursos regionales produjeran beneficios, directos o indirectos a los fiscos y entidades responsables del desarrollo socio-económico en los respectivos municipios y regiones. De este proyecto surgió la ley 56 de 1981 la cual fue sustentada con una investigación dirigida por el entonces Director de la División de desarrollo socio-económico del DAP de Antioquia, Luis Diego Vélez Gómez sobre los "Impactos regionales de los Proyectos Hidroeléctricos". (L. D. Vélez, 1993)

Mediante la Ley 56 de 1981 se estableció por primera vez en Colombia el pago de transferencias por parte de las empresas propietarias generadoras de energía eléctrica y térmica. Esta Ley tuvo como atenuante la conferencia de Estocolmo de 1972 que adoptó la declaración del medio ambiente humano; en esta declaración, se formularon los principios que guiaron el pensamiento de conservación ambiental durante las 2 décadas posteriores. Adicionalmente se expidió, la Ley 23 de 1973 por la cual se confiere al Presidente de la República facultades extraordinarias para expedir Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente, el cual fue reglamentado por el decreto Ley 2811 de 1974.

En un principio la conferencia de Estocolmo afirmó el derecho humano fundamental a la libertad, igualdad y condiciones de vida en un medio ambiente de calidad que permitiera una vida de dignidad y bienestar, y agregaba positivamente que el ser humano tiene la solemne responsabilidad de proteger y mejorar el medio ambiente, para las generaciones presentes y futuras.

Este principio y los demás afirmados por la conferencia internacional marcaron la línea filosófica por la cual la Ley 23 de 1973 en su artículo segundo concibió al medio ambiente como "un patrimonio común". Este fue seguido por el decreto Ley 2811 para formular el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente. En el artículo 1 se decretó que "el ambiente es patrimonio común. El Estado y los particulares deberían participar en su preservación y manejo, los cuales son de utilidad pública e interés social", el artículo 7, por su parte, señala que "toda persona tiene derecho a disfrutar de un ambiente sano" (Decreto 2811, 1974) Este artículo posteriormente se vería plasmado en el artículo 79 de la constitución política de 1991.

Con este fundamento filosófico cuyo objeto central es el de tutelar el derecho a un ambiente sano, frente a una actividad que mundialmente es considerada como causante de impactos ambientales negativos sobre los ecosistemas de las regiones donde operan las plantas o centrales generadoras de energía, el artículo 12 de la Ley 56 de 1981 consagra:

“artículo 12: Las entidades propietarias de plantas generadores de energía eléctrica, con capacidad instalada superior a 10.000 kilovatios, deberán destinar el cuatro por ciento (4%) del valor de las ventas de energía, liquidadas a la tarifa de ventas en bloque, para inversión en los siguientes fines, por partes iguales y en forma exclusiva.

a) (2%) Actividades de reforestación y protección de los recursos naturales en la respectiva hoya hidrográfica y a la protección del medio ambiente en los municipios en donde se ubiquen las plantas.

b) (2%) Programas de electrificación rural, con prioridad en las zonas determinadas en el literal a).

El valor de las ventas en bloque de energía es determinado por el resultado de multiplicar el número de kilovatios despachados por el precio unitario que para ventas en bloque señale el Ministerio de Minas y Energía” (Ley 56, 1981).

Esta Ley no hace discriminación alguna sobre el porcentaje de las ventas que debe ser transferido por tipo de generación eléctrica, ya sea térmica o hidráulica, y expresa de forma muy general la destinación de dichos recursos, los cuales eran administrados por las empresas generadoras.

Más tarde, debido al fenómeno del niño y la consecuente crisis energética de los años de 1992 y 1993, en el gobierno del Presidente Cesar Gaviria, se puso en evidencia la fragilidad del sistema de generación eléctrica, razón que llevo a aumentar el porcentaje de las transferencias del sector eléctrico para garantizar que no volviese a ocurrir en el país una crisis similar.

Este incremento obedecía a la clara necesidad del sector de generación de atender con prioridad hacia el futuro, no como lo había hecho en el pasado, actividades de conservación de los caudales de las grandes cuencas que utiliza el sector hidroeléctrico (ibid citando en Hernández, Saldarriaga, & Chavez, 2009).

Por tal razón en el artículo 45 de la Ley general ambiental de Colombia “Ley 99 de 1993” se aumenta el monto de las transferencias de 4% a 6% para el caso de centrales hidroeléctricas y un 4% para el caso de centrales térmicas. Así mismo se delega las actividades de administración e inversión de los recursos a los municipios y Corporaciones autónomas regionales y se discrimina la distribución y utilización de los recursos.

“Artículo 45: Transferencia del Sector Eléctrico. Las empresas generadoras de energía hidroeléctrica cuya potencia nominal instalada total supere los 10.000 kilovatios, transferirán el 6% de las ventas brutas de energía por generación propia, de acuerdo con la tarifa que para ventas en bloque señale la Comisión de Regulación Energética, de la manera siguiente:

1. El 3% para las Corporaciones Autónomas Regionales que tengan jurisdicción en el área donde se encuentra localizada la cuenca hidrográfica y el embalse, porcentaje que será destinado a la protección del medio ambiente y a la defensa de la cuenca hidrográfica y del área de influencia del proyecto.

2. El 3% para los municipios y distritos localizados en la cuenca hidrográfica, distribuidos de la siguiente manera:

a) El 1.5% para los municipios y distritos de **la cuenca** hidrográfica que surte el embalse, distintos a los que trata el literal siguiente.

b) El 1.5% para los municipios y distritos donde se encuentra **el embalse**.

Se estableció que cuando los municipios sean a la vez cuenca y embalse, participarán proporcionalmente en las transferencias de que hablan los literales a y b del numeral segundo del presente artículo.

Estos recursos sólo podrán ser utilizados por los municipios en obras previstas en el plan de desarrollo municipal, con prioridad en proyectos de saneamiento básico y mejoramiento ambiental.”(Ley 99, 1993)

En tanto, para la liquidación y transferencias el decreto 4629 de 2010 señaló que el pago de las transferencias debe efectuarse mensualmente dentro de los primeros 5 días hábiles después de efectuada la liquidación so pena de incurrir en mora y pago de un interés monetario del 2,5 mensual sobre el saldo vencido.

“**Decreto 4629: artículo 2.** Liquidación y transferencias. Dentro de los tres (3) primeros días de cada mes y sobre la base de las ventas brutas del mes anterior, las empresas a las que se aplica el presente decreto, mediante acto administrativo para el caso de las empresas públicas o mixtas y mediante comunicación para el caso de las privadas, harán la liquidación de los valores a transferir a la Corporación o Corporaciones Autónomas Regionales, municipios y distritos y se las comunicará a los beneficiarios.

La transferencia debe efectuarse dentro de los cinco (5) días siguientes al mes que se liquida so pena de incurrir en mora y pagar un interés moratorio del 2.5% mensual sobre saldos vencidos” (Decreto 4629, 2010)

Estos recursos deberán ser utilizados por el municipio, en al menos un 50% a partir del año 2012, en proyectos de agua potable, saneamiento básico y mejoramiento ambiental y tan solo se podrá destinar de estos hasta el 10% para gastos de funcionamiento (Ley 1450, 2011).

La figura 6 muestra cómo quedaron distribuidas las transferencias del sector eléctrico a las corporaciones y a los municipios de acuerdo a su participación por embalse y cuenca.

Figura 7. Distribución de las transferencias.



FUENTE: Ley 99 del 1993, ELABORACION PROPIA.

En cuanto a la tarifa de venta en Bloque de Energía Eléctrica para la liquidación de las transferencias la comisión de regulación de energía y gas (CREG) en su resolución 60 de 1995 establece que este valor será de 20.93 \$/kwh. Adicionalmente estipula en su resolución 135 de 1996 que dicho valor se incrementara anualmente, a partir del primero de enero de 1997, con un índice equivalente a la meta de inflación prevista por la autoridad competente para cada vigencia. Esta competencia le pertenece al Banco de la Republica quien anualmente define dicha meta(Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995, 1996).

En la tabla 18 se muestra como queda definida la tarifa de la energía en bloque que sirve para determinar el valor del monto de las transferencias que la Ley 99 de 1993 define durante los años de 1996 a 2012.

Tabla 18. Valor tarifa en bloque 1996-2012.

\$/kWh	AÑO	IPC PREVISTO
20,93	1996	
24,69740	1997	0,18
28,64898	1998	0,16
32,94633	1999	0,15
36,24096	2000	0,1
39,14024	2001	0,08
41,48866	2002	0,06
43,77053	2003	0,055
46,17791	2004	0,055
48,48681	2005	0,05
50,66871	2006	0,045
52,69546	2007	0,04
54,80328	2008	0,04
57,54344	2009	0,05
59,26975	2010	0,03
61,04784	2011	0,03
62,87928	2012	0,03

Fuente: CREG, Banco de la república. Elaboración propia.

Adicionalmente, para la distribución de las transferencias la autoridad catastral pertinente determina el área de la cuenca hidrográfica y el área de la zona de embalse. Igualmente define el porcentaje que corresponde a cada municipio y a cada Corporación, en caso de que haya más de una, en la zona de influencia. Esta labor es de competencia del instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC).

A continuación en la tabla 19 se muestra un resumen de las actividades a las que puede destinarse, por reglamentación, el monto de las transferencias entregadas a los municipios objeto de estas.

Tabla 19. Uso de las transferencias por parte de los municipios.

normativa	empleo
ley 56 de 1981	Reforestación y protección de recursos naturales en la respectiva hoya hidrográfica. Programas de electrificación rural.
ley 99 de 1993	Las corporaciones autónomas deberán destinar los recursos en actividades dedicadas a la protección del medio ambiente y a la defensa de la cuenca hidrográfica y del área de influencia del proyecto. En tanto en los municipios sólo podrán ser utilizados en obras previstas en el plan de desarrollo municipal, con prioridad para proyectos de saneamiento básico y mejoramiento ambiental, es decir, en la ejecución de obras de acueductos urbanos y rurales, alcantarillados, tratamientos de aguas y manejo y disposición de desechos líquidos y sólidos. Estos recursos podrán ser destinados hasta un 10% para el gasto de funcionamiento.
ley 1450 2011	Estos recursos deberán ser utilizados por el municipio, en al menos un 50% a partir del año 2012 en proyectos de agua potable, acueductos urbanos y rurales, alcantarillados, tratamientos de aguas y manejo y disposición de desechos líquidos y sólidos.

Fuente: LEY 56 de 1981, Ley 99 de 1993, Ley 1450 de 2011, Elaboración propia.

Ambas leyes, la Ley 56 de 1981 y la Ley 99 de 1993 tienen su fundamento en el criterio subyacente de que la capacidad instalada de las centrales es directamente proporcional con el daño que ocasionan a los municipios y a las regiones en donde se encuentran situadas las centrales de generación hidroeléctrica. Sin embargo sobre la naturaleza de este instrumento la sala de consulta y de servicio civil del Consejo de Estado hace notar que la naturaleza del instrumento económico de la ley 56 cumple una función reparadora, consecuencia de la conexidad existente entre la generación de energía y el daño causado ; pero, la figura adoptada por la ley 99 aunque comparte una similitud con este antecedente, no está llamada a financiar la reparación de los daños, pues según la corte constitucional “se trata de contribuciones que tienen su razón de ser en la necesidad de que quienes hacen uso de los recursos naturales renovables, o utilizan en su actividad económica recursos naturales no renovables, con capacidad para afectar el ambiente, carguen con los costos que demanda el mantenimiento o restauración del recurso o del ambiente. Dichas normas tienen fundamento en las diferentes normas de la constitución que regulan el sistema ambiental”. Por tal razón son en consecuencia, contribuciones que tienen finalidad compensatoria y no resarcitoria (Embido & Amaya, 2007). No obstante otros autores, como Luis Diego Vélez G, investigador y profesor asociado de la Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín, piensan que los recursos son resarcitorios ya que como lo establece el Consejo de estado su función es reparadora y, de ninguna manera remuneradora del capital natural que participa en los asentamientos hidroeléctricos. Máxime cuando la misma ley condiciona su destinación.

Sin embargo, la destinación de los recursos según la Ley 99 de 1993, no apunta en su totalidad a resolver los problemas socio ambientales originados por la utilización de los recursos naturales, y tampoco se ocupa de los alcances que de fondo inciden en la sostenibilidad de los mismos, y por ende del desarrollo humano e institucional del territorio(Ospina & Molina, 2011; Luis; Vélez, Vélez, Arroyave, & Giraldo, 1982).

Esto se puso de manifiesto en el proyecto de ley 88 de 2010 que propuso un incremento del 6% al 8% de las transferencias del sector eléctrico, un 3% para las corporaciones autónomas y el otro 5% para los municipios. Así mismo, sugirió que las transferencias las pagaran las empresas generadoras con capacidad instalada de 5 MW y que el porcentaje de las transferencias se calculara de acuerdo con el promedio del precio en bolsa del año inmediatamente anterior.

Otro hecho importante es que el proyecto de Ley proponía que estos recursos fueran utilizados por los respectivos municipios en obras y proyectos previstos en el Plan de Desarrollo Municipal, en obras para el desarrollo rural sustentable que estén contempladas en el Plan Agropecuario Municipal y en el Mejoramiento Ambiental Rural, distribuidos en partes iguales para cada sector de inversión, previo proceso de concertación con las comunidades influenciadas por los proyectos(Ospina & Molina, 2011).

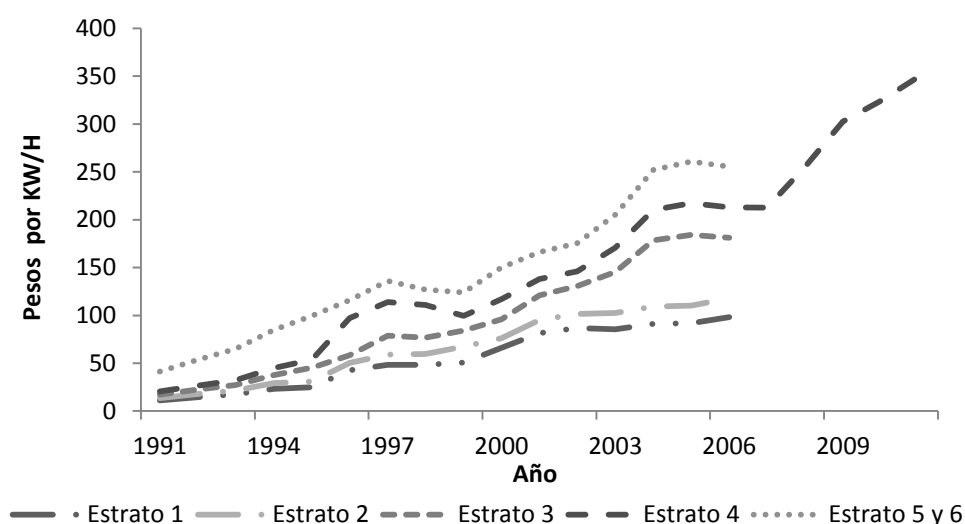
Este proyecto de Ley, que fue denegado, ha mostrado la preocupación de los Gremios, principalmente ACOLGEN, LA ANDI, Y ANDESCO, los cuales consideran que las transferencias del sector eléctrico son suficientes; y que si hay problemas, estos obedecen únicamente a factores de corrupción de la parte Municipal, o en otro caso a la insuficiente vigilancia en su destinación.

De esta misma forma otros dos proyectos de ley se han presentado a la cámara con el objetivo de modificar sustancial o parcialmente el artículo 45 de la ley 99 de 1993, el primero, el proyecto de ley 080 de 2013 presentado por el representante de la cámara José Ignacio Mesa Betancur tenía el objetivo de aumentar el monto de las transferencias del 6% al 7% y destinar este en un 3% para las corporaciones, un 3% para los municipios y el 1% restante para dedicarlo a Parques Nacionales Naturales de Colombia y destinado a la protección de las áreas del Sistema de Parques Nacionales Naturales y el saneamiento predial; y el segundo proyecto, el proyecto de ley 178 de 2014 presentado el 20 de noviembre de 2014 por el representante de la cámara Luis Horacio Gallón Arango proponía que las generadoras de energía hidroeléctrica cuya potencia nominal instalada sea entre 500 y 9.999 kilovatios (0,5 y 9,9 MW), transferirán el 5% de las ventas brutas de energía por generación propia, de este el 1% para las Corporaciones Autónomas Regionales, y el 4% para los municipios y distritos localizados en la cuenca hidrográfica de tal forma que el 1% fuera entregado a los municipios dentro de la de la cuenca hidrográfica que surte el embalse o la central hidroeléctrica y el 3% restante fuera para los municipios donde se encuentra el embalse o la central hidroeléctrica.

### 5.1.1 Las asimetrías entre la renta hidroeléctrica y las transferencias

Basados en la resolución de la GREG, el precio de los kWh ha subido, entre 1996 y 2012, desde \$20,93 hasta \$62,87, es decir, la tarifa en bloque para la liquidación de las transferencias se ha multiplicado por tres en razón al índice de inflación, mientras que la tarifa promedio de un usuario de estrato cuatro ha pasado de \$20,5/kwh a \$350, lo cual equivale, en ese mismo periodo, a una multiplicación por 17 (ver Gráfico 9).

Grafica 9. Evolución nacional de la tarifa por estrato



Fuente: (Luís Vélez, 2013)

Con esta ilustración se puede argumentar que las transferencias no son una renta del capital natural, porque si así fuera, se movería con los precios de la energía que cada vez son más altos. Muy al contrario, este comportamiento lo que evidencia es una enorme brecha entre las transferencias que llegan a los municipios y los ingresos operativos del sector eléctrico, lo cual refleja un fallo de asignación por la enorme desproporción entre las rentas del sector eléctrico y las rentas fiscales de los municipios base de los asentamientos hidroeléctricos.

Esta desproporción, entre rentas y transferencias, se explica por el tipo de formación de los precios de energía en bolsa y particularmente por las reglas del mercado mayorista de energía. Ello es así, si se toma en cuenta que la dinámica de los precios de energía en bloque para liquidar las transferencias está montada sobre un mercado cercano a la competencia perfecta, mientras que las tarifas finales de la energía recogen los elementos monopolísticos de la transmisión y la distribución.

En cuanto al monto mismo de las transferencias se puede advertir que, entre el 2000 y el 2012, tanto EPM como ISAGEN han transferido a los municipios y Corporaciones Regionales un monto total de \$719.202'100.270. De esta cifra EPM es el mayor contribuyente con \$443.587'990.125 (62%), seguido por ISAGEN con el restante



\$275.614'110.146 (38%). Sin embargo, el monto de las transferencias a la región del oriente antioqueño solo alcanzó a representar el 3,56% de las utilidades netas de EPM y el 9,42% de las de ISAGEN. A esto se puede sumar que a nivel nacional, el total de las transferencias, hasta el 2012, solo alcanzó \$1.6 billones, cifra que es poco menor que las utilidades de EPM en solo 2013 (Ospina & Molina, 2011)

Esto se aprecia mejor tomando en cuenta que, de acuerdo con CSMEM<sup>6</sup>(Superintendencia de servicios públicos domiciliarios, 2011, 2012, 2013), las siete mayores generadoras<sup>7</sup> arrojaron utilidades asociadas a la generación de energía por \$3.5 billones en el 2012, pero, de esta cifra dos terceras partes corresponden a las utilidades de EPM y EMGESA (ver Tabla 8). Con ello se señala que el nivel de la rentabilidad del patrimonio de las grandes empresas generadoras llegó a ubicarse en 14% para el año 2012.

Esta rentabilidad, que es casi el doble de la reportada por la Superintendencia de Sociedades para las 1.000 empresas más grandes del país, no corresponde al nivel de riesgo<sup>8</sup> que enfrentan las empresas generadoras (8%), con lo cual se indica un nivel de sobreganancias que refleja el desconocimiento de la participación del capital natural en la formación de los proyectos hidroeléctricos.

Otro fallo de asignación que introduce un problema de equidad en la distribución de las transferencias, se muestra claramente cuando se compara el criterio de la capacidad instalada contra los volúmenes de agua embalsada, para efecto de la asignación de las transferencias. Analizadas estas asignaciones desde el criterio de la Ley 99/1993, que es la de “capacidad instalada”, aparece que la central de San Carlos (Punchiná), la de mayor capacidad del país con 1.240 MW, genera 2,2 veces lo generado por la central de Peñol-Guatapé (560 MW). Mientras tanto, el volumen de agua embalsada de esta última central (1.070,21 millones de m<sup>3</sup>) es 14,86 veces mayor que el agua embalsada en la central de San Carlos (72 millones de m<sup>3</sup>).

A pesar de esto, San Carlos recibió por transferencias del sector eléctrico, desde 1994 hasta 2012, un monto de \$74.889'441.065, es decir, 29 veces más de lo recibido por el municipio de Guatapé en el mismo periodo: \$2.543'868.793; motivo por el cual se descubre una enorme precariedad distributiva en el criterio establecido en la ley.

Esta situación ha contribuido al envilecimiento presupuestal de los municipios con asentamientos hidroeléctricos en el oriente antioqueño y en todo el departamento, máxime cuando las transferencias no alcanzan a representar más del 5% de las utilidades netas de EPM, empresa que cuenta con más de 25 centrales en todo el departamento (Luis; Vélez & Vélez, 2014)

Adicionalmente, las regiones con asentamientos hidroeléctricos también son víctimas de disparidades en la distribución de la renta hidroeléctrica. Esto se observa bien al

---

<sup>6</sup> Comité de Seguimiento Independiente al Mercado de Energía Mayorista

<sup>7</sup> CHIVOR, EMGESA, EPM, EPSA, GECELCA, ISAGEN, CELSIA.

<sup>8</sup> No obstante, el índice de rentabilidad de EPM sobre el patrimonio no permite afirmar que sea para la generación de energía únicamente.

mostrar cómo el monto total de las transferencias a las regiones con cuencas hidroeléctricas, entre el 2000 y el 2012, no alcanzó a representar el 63% del total transferido por una sola empresa (EPM) a la región metropolitana en el solo 2013 (US\$600 millones) (Rios & Balbin, 2014)

En síntesis, las transferencias, más que representar una renta adicional que remunera la participación del capital natural en los proyectos hidroeléctricos, adquiere la función de resarcir parcialmente lo que las empresas deterioran ambientalmente en las cuencas hidroeléctricas. Es decir, como su nombre lo dice, las transferencias no son más que un pago para resarcir mínimamente degradaciones ambientales, cuando, en sana lógica económica, deberían ser una retribución por la participación de los municipios en el capital natural de los proyectos.

Acá la explicación que puede darse es que la sobreganancia o renta de las generadoras se debe a la enorme diferencia entre precio y costo del Kilovatio generado, y esta diferencia a su vez es explicada porque el capital natural es casi gratuito, en razón a que sus recursos han sido monopolizados por las generadoras para obtener este excedente (sobreganancia) mediante su aprovechamiento. Ahora, si la pregunta es: ¿Cuál es el origen de la monopolización? puede responderse diciendo que el origen fundamental está en la sola declaratoria de “utilidad Pública” que la otorga el gobierno Nacional cuando se presenta la factibilidad del proyecto. Así entonces puede decirse que la ganancia extraordinaria es una renta del suelo apropiada por el propietario del agua que en estos casos son las generadoras. Acá aparecen claramente como sobreganancias los costos económicos que implica el sacrificio a costo cero del capital natural.

## **5.2 Análisis de las transferencias del sector eléctrico.**

En concordancia con la Ley 56 de 1981 y el artículo 45 de la Ley 99 de 1993, EPM e ISAGEN han venido realizando transferencias a los municipios del departamento y a las corporaciones autónomas regiones CARS siendo los mayores contribuyentes en tema de transferencias del sector eléctrico para el departamento a lo largo de los últimos 10 años.

Desde el año 2000 al 2012 estas empresas han transferido a los municipios y Corporaciones autónomas de Antioquia un monto total de \$719.202.100.270 millones de pesos, siendo EPM el aportante de \$443.587.990.125 millones (62%), producto de su presencia y potencial instalado de 3294,36 MW. Por su parte ISAGEN ha contribuido a estas transferencias con 275.614.110.146 millones de pesos del dinero restante (38%), producto de sus 1436 MW de potencial instalado, todos ubicados en la región del oriente antioqueño. Estas transferencias representan el 3,56% y el 9,42% respectivamente de las utilidades netas de estos agentes para el mismo periodo (CORNARE, 2012a, 2012b; EPM, 2012; ISAGEN, 2012).

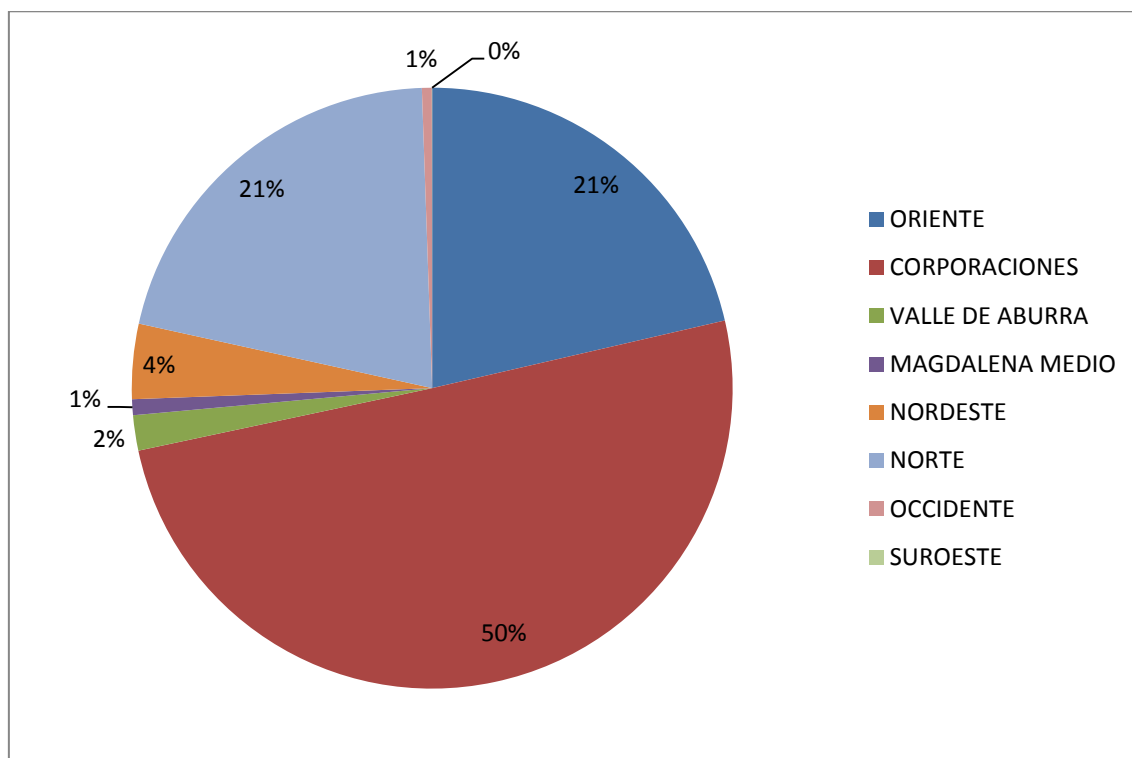
### 5.2.1 Transferencias de EPM durante los años 2000-2012 a los municipios de Antioquia.

Como se mencionó anteriormente EPM ha sido la empresa que mayor cantidad de transferencias le ha aportado a los municipios del Departamento de Antioquia y a las corporaciones autónomas. Estos aportes son producto de su presencia generadora de energía en la región desde 1935.

A partir de la información suministrada por EPM se puede evidenciar, que en cumplimiento con la Ley, EPM entrega el 50% de sus transferencias a las corporaciones autónomas y que el 50% restante está distribuido en los diferentes municipios en donde las centrales hacen su presencia tanto con las cuencas que abastecen al embalse como con su mismo embalse. Ver grafica 10.

En la gráfica se puede observar que el Oriente y el Norte antioqueño son las regiones que cuentan con mayor participación de las transferencias, sin embargo es importante notar que es el nordeste la región con mayor potencial instalado 1065 MW, seguido por la región del oriente con 788,15 MW. Ver tabla 20.

Gráfica 10. Transferencias del sector eléctrico de EPM a las corporaciones y las regiones de Antioquia.



Fuente:(EPM, 2012), Elaboración propia.

Esto es de suma importancia pues evidencia que pese a que el nordeste posee la mayor capacidad instalada de energía del departamento, es una de las regiones que menos participación de transferencias recibe por parte de EPM. Por otro lado se observa la importancia que las transferencias tienen en el oriente antioqueño, siendo esta región la que mayor participación recibe con el 21,38% del total departamental, seguida de la región del norte con 21,01%. Esto se debe a que la base de liquidación de las transferencias toma el concepto de “cuenca” como criterio de asignación de las transferencias con el mismo peso que tiene el criterio de “embalse”. Esto hace que en algunos casos, municipios que están alejados de los embalses reciban proporciones significativas de transferencias por el solo hecho de hacer parte de la cuenca que surte de agua al embalse. Ello significa que los municipios que gozan de una posición estratégica, por solo dejar fluir el agua a través de su territorio, reciben buena parte de las transferencias, cuando el verdadero sacrificio del capital natural y territorial lo hacen los municipios donde se encuentran los embalses y las centrales.

Lo anterior se puede apreciar claramente observando el caso de la central “Playas” de EPM, con una capacidad de 204 MW y un embalse de 702 hectáreas. Por esta central únicamente las transferencias entregadas durante el periodo 2000-2012 a los 18 municipios que integran tanto su “cuenca” como “embalse” fueron del orden de \$26.731.057.130,94 millones de pesos. Aquí se puede mostrar que el municipio de San Rafael es el que mayor cantidad de transferencias recibe, ya que en él se encuentra el 100% del total del embalse de “Playas”, pero además recibe el 12% de la participación de las transferencias por concepto de la “cuenca”. No obstante, al observar detalladamente las cifras se puede apreciar que el municipio de Envigado ubicado a 61 km de distancia del embalse recibió una cantidad total de transferencias de \$222.916.303,41; equivalente al 1,67% de la participación por cuenca; esto mismo se puede observar con el municipio de Rionegro que se encuentra ubicado a 46 km de distancia y recibió por el mismo concepto de cuenca una cantidad igual al \$1.332.467.077,40 equivalente al 9,97% de la participación por cuenca. Estos resultados permiten observar los diferentes municipios que reciben transferencias por concepto de “cuenca” para hacer evidente que existen municipios que gozan de los recursos de las transferencias sin comprometer ninguna parte de su territorio y sus “ecosistemas” a, más de que potencian sus beneficios en virtud del criterio de capacidad instalada sin tener un gran embalse. Este solo caso sirve para ejemplificar los sesgos de asignación que tiene el artículo 45 de la ley 99 (Ver tabla 20).

Tabla 20. Transferencias entregadas por la central de Playas a los municipios participantes de su cuenca y embalse. Periodo 2000-2012.

Municipios	transferencias por cuenca	transferencias por embalse	total transferencias
San Carlos	151.262.206,49		151.262.206,49
Granada	0,00		0,00
San Rafael	1.664.156.203,45	13.365.528.565,47	15.029.684.768,92
Alejandro	892.820.924,87		892.820.924,87
Guatapé	541.756.639,78		541.756.639,78
Concepción	1.235.659.265,24		1.235.659.265,24
San Roque	184.030.019,31		184.030.019,31
Santo Domingo	829.120.840,61		829.120.840,61
La Ceja	615.858.125,21		615.858.125,21
El Retiro	1.141.502.790,64		1.141.502.790,64
Guarne	850.467.507,05		850.467.507,05
San Vicente	1.051.289.330,86		1.051.289.330,86
Rionegro	1.332.467.077,40		1.332.467.077,40
Carmen de Viboral	563.851.119,38		563.851.119,38
El Santuario	334.408.446,62		334.408.446,62
Marinilla	781.804.662,76		781.804.662,76
El Peñol	972.157.102,39		972.157.102,39
Envigado	222.916.303,41		222.916.303,41
total	13.365.528.565,47	13.365.528.565,47	26.731.057.130,94

Fuente: (EPM, 2012; Gobernación de Antioquia, 1994; SIEL, 2013) elaboración propia.

Visto de otra forma, si se analizan detalladamente las transferencias que recibió el municipio de San Rafael por la central de Playas y las transferencias recibidas por el municipio del Peñol por la central de Guatapé, se puede ver que independientemente de la cantidad de energía generada por estas dos centrales, el municipio de San Rafael recibió una cantidad mayor de transferencias 11,03\$/kwh generado, una cantidad mayor que el municipio de Peñol 5,66\$/kwh, aun cuando es el municipio del Peñol quien tiene un área inundada cuatro veces mayor que el área inundada en el municipio de San Rafael. Así pues este último recibe una participación mayor de transferencias pues posee en sus predios una proporción mayor de cuenca que abastece el embalse; además de estar participando con cuencas en otros embalses. Sin embargo resulta clarísimo que es el municipio del Peñol quien hace un sacrificio mayor de su territorio y su capital natural. Ver tabla 21.

Tabla 21. Transferencias por kwh generado recibidas por los municipios de San Rafael y el Peñol (\$/kwh)

Municipios	Área de la cuenca	transferencias por cuenca	Área del embalse	transferencias por embalse	total transferencias(\$)
San Rafael	24479	1,221851145	702	9,813193224	11,03504437
El Peñol	14300	1,135152305	2936	4,526557	5,661709305

Fuente: (EPM, 2012; Gobernación de Antioquia, 1994; SIEL, 2013) elaboración propia.

Resulta oportuno apreciar que los municipios que gozan de una mejor posición geográfica en cuanto a las cuencas que abastecen las centrales son los municipios mayormente beneficiados por las transferencias ya que poseen una participación por concepto de cuenca sustancialmente importante en comparación con otros municipios. No obstante una participación por concepto de cuenca no significa que estos municipios entreguen para la generación hidroeléctrica algún tipo de capital natural asociado a las tierras, recursos hídricos y fauna, y mucho menos que hagan sacrificios fiscales asociados al impuesto predial, como si lo hacen los municipios en donde se encuentra los embalses.

### 5.2.1.1 Transferencias entregadas al Municipio de san Carlos por parte de EPM.

En el análisis de las transferencias entregadas al municipio de San Carlos las cifras reportadas por EPM son del orden \$148.552.500 millones de pesos para el periodo de 2000-2012, no obstante al comparar estas cifras con las reportadas por el municipio de San Carlos como apropiadas y las calculadas por el autor se puede observar algunas diferencias puntuales.

Se presenta una diferencia puntual de \$8.564.044 millones de pesos en favor de EPM, es decir que el municipio de San Carlos dejo de percibir para si esta suma durante el periodo de 2000-2012; igualmente existen diferencias significativas entre el valor causado (cálculos del autor) y reportadas por EPM y el Municipio de san Carlos de -\$2.745.284 y -\$9.532.161- millones respectivamente, es decir que las transferencias pagadas por EPM y las recibidas por San Carlos son levemente menores que las que se debiesen haber pagado. Ver tabla 27.

Estas diferencias muestran que no existe un criterio claro sobre el valor de las transferencias que deben ser entregadas a los Municipios. En la explicación de estas diferencias pueden existir varias hipótesis: probablemente existe una distorsión entre las hectáreas de influencia hidroeléctrica que las empresas reportan para el cálculo del impuesto predial y las hectáreas de influencia hidroeléctrica que la gobernación de Antioquia tiene reportado en su resolución 686 que dictamina las área de influencia de los embalses en los Municipios del Oriente de Antioquia. En este sentido la gobernación de Antioquia reporta que en el municipio de San Carlos existe un área

comprometida para la generación hidroeléctrica de 366 has (Gobernación de Antioquia, 1994), mientras que las empresas reportan un área de influencia de 197 has en 2012, aun cuando esta cifra ha variado durante los últimos 7 años de 260 has en 2008 a 197 en 2013,. Lo anterior indica que se presenta un sesgo de información que afecta la liquidación de las transferencias, lo que en ultimo termino convierte a las hidroeléctricas en auto liquidadores.

Un análisis detallado año por año muestra que en los periodos de 2001, 2004, 2008 y 2009 el Municipio de San Carlos reporta haber recibido más dinero del transferido por EPM; y en los periodos de 2003, 2005, 2009, 2010 y 2011 EPM reporta haber transferido más dinero del valor real causado, estas diferencias son atribuidas a la falta de bases de información y a la poca evaluación que se le hace a las bases de liquidación con la cuales las empresas entregan las transferencias. Ver tabla 22

Sin embargo, es importante resaltar que las diferencias presentadas por EPM y el autor son considerablemente menores a las reportadas por el Municipio de San Carlos, esto último es de suma importancia pues evidencia una posible inconsistencia en la apropiación de las transferencias hechas por parte del Municipio Ver tabla 23.

Tabla 22. Reporte de transferencias de EPM, San Carlos y el autor. Cifras en millones de pesos.

EPM- central playas			
año	Reporte de EPM	reporte del San Carlos	cálculos del autor
2000	5.361.298	4.238.484	6.141.161
2001	7.375.814	7.461.145	7.583.020
2002	8.698.734	8.409.244	9.086.586
2003	10.275.362	10.146.142	10.206.977
2004	10.932.880	11.606.718	11.926.434
2005	12.655.518	7.561.226	12.572.212
2006	12.361.195	11.212.402	12.371.684
2007	14.116.519	11.322.748	14.754.161
2008	14.903.421	14.956.002	14.448.847
2009	15.446.999	16.649.784	15.117.012
2010	13.122.507	13.122.308	12.750.666
2011	12.704.358	12.704.358	11.963.963
2012	10.597.894		12.375.061

Fuente: EPM, dato de San Carlos, elaboración propia

Tabla 23. Diferencias entre los valores reportados.

Año	EPM VS San Carlos	EPM vs Autor	San Carlos vs Autor
2000	1.122.814	-779.863	-1.902.677
2001	-85.331	-207.206	-121.875
2002	289.490	-387.852	-677.342
2003	129.220	68.385	-60.835
2004	-673.838	-993.553	-319.716
2005	5.094.292	83.306	-5.010.986
2006	1.148.792	-10.489	-1.159.282
2007	2.793.771	-637.642	-3.431.413
2008	-52.581	454.574	507.155
2009	-1.202.785	329.988	1.532.772
2010	199	371.841	371.642
2011	0	740.394	740.395
2012		-1.777.167	
diferencia total	<b>8.564.044</b>	<b>-2.745.284</b>	<b>-9.532.161</b>

Fuente: elaboración propia

Estas diferencias pueden deberse a que los reportes de generación propia de energía reportados por EPM y por XM son diferentes para algunos años, ver tabla 24, sin embargo en los años en que los reportes son iguales como en los años 2002, 2006, 2007, 2008 existen diferencias en las transferencias pagadas como se evidencio anteriormente. Ver tabla 22. Por último se puede apreciar que en el año 2011 las diferencias entre la cantidad de energía generada reportada por EPM y por XM son tan solo de 20 Kwh. En este año las transferencias entregadas por EPM coinciden con las reportadas como apropiadas por el Municipio de San Carlos. Ver tabla 24.



Tabla 24. Reporte de generación anual de EPM y XM.

generación playas KWh			
	EPM	XM	diferencia
2000	996.642.000	997.959.756,20	1.317.756
2001	1.139.918.471	1.140.987.821,000	1.069.350
2002	1.289.833.588	1.289.833.588,00	0
2003	1.373.455.628	1.373.338.558,00	-117.070
2004	1.521.032.420	1.521.032.970,00	550
2005	1.508.965.703	1.527.040.000,00	18.074.297
2006	1.437.974.710	1.437.974.710,00	0
2007	1.648.935.288	1.648.935.288,00	0
2008	1.552.704.945	1.552.704.945,00	0
2009	1.552.147.822	1.547.149.930,00	-4.997.892
2010	1.266.988.802	1.266.957.705,00	-31.097
2011	1.154.162.805	1.154.162.825,00	20
2012 <sup>9</sup>	809.560.065	1.159.049.922,27	

Fuente: EPM, XM elaboración propia.

Esto es atribuible a una debilidad importante en el esquema actual del modelo de transferencias ya que es posible apreciar como las transferencias están orientadas en su asignación hacia el criterio de “cuenca”, el cual como se explicó anteriormente no es el más adecuado a la hora de compensar a las regiones por el uso intensivo del capital natural, ya que los municipios aprovechan su posición estratégica en la cuenca para servirse de transferencias sin sacrificar para ello algún tipo de capital natural. En cambio los municipios que tienen dentro de su jurisdicción un embalse asociado si demandan consumo de tierras.

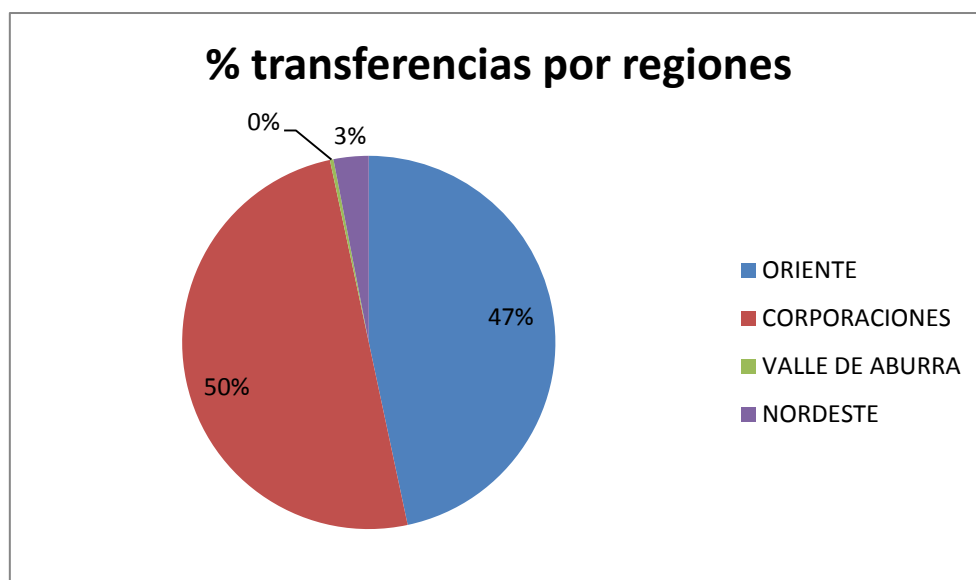
Una inferencia importante es que no existe claridad sobre el valor total de las transferencias que deben ser entregadas a los municipios, esto debido en parte a la falta de bases de información claras sobre la cantidad de energía generada por las empresas, y también a las diferencias entre las verdaderas áreas de influencia hidroeléctrica de cada empresa. En esta situación las empresas se vuelven auto liquidadoras pues las contralorías departamentales y nacionales carecen instrumentos validos de verificación. Adicionalmente se evidencian problemas de gestión en los recursos por parte del Municipio; esto se deriva de las diferencias significativas entre las cantidades de transferencias reportadas por EPM y las apropiadas por el municipio.

<sup>9</sup> la información suministrada por EPM solo contiene datos de generación de energía propia hasta septiembre de 2012, por lo cual la comparación de información entre EPM y XM no se puede calcular con información oficial para este periodo.

### 5.2.2 Transferencias de ISAGEN durante los años 2000-2012 a los municipios de Antioquia.

ISAGEN contribuye desde 1984 con transferencias a los municipios y Corporaciones autónomas del departamento de Antioquia gracias a sus 4 centrales hidroeléctricas ubicadas en la región del oriente antioqueño en los municipios de San Carlos y San Rafael. Esta región es la que mayor cantidad de transferencias recibe por parte de ISAGEN -47%- del total de las transferencias, seguida penosamente por el nordeste antioqueño-3,4% y el Valle de aburra que a pesar de no tener embalses recibe un 0,31% de estas transferencias. De acuerdo a esta información al igual que sucede con las transferencias de EPM, el 50% de estas es destinado a las Corporaciones autónomas dando así cumplimiento al artículo 45 de la ley 99, Ver grafica 11.

Gráfica 11. Transferencias de ISAGEN en Antioquia.

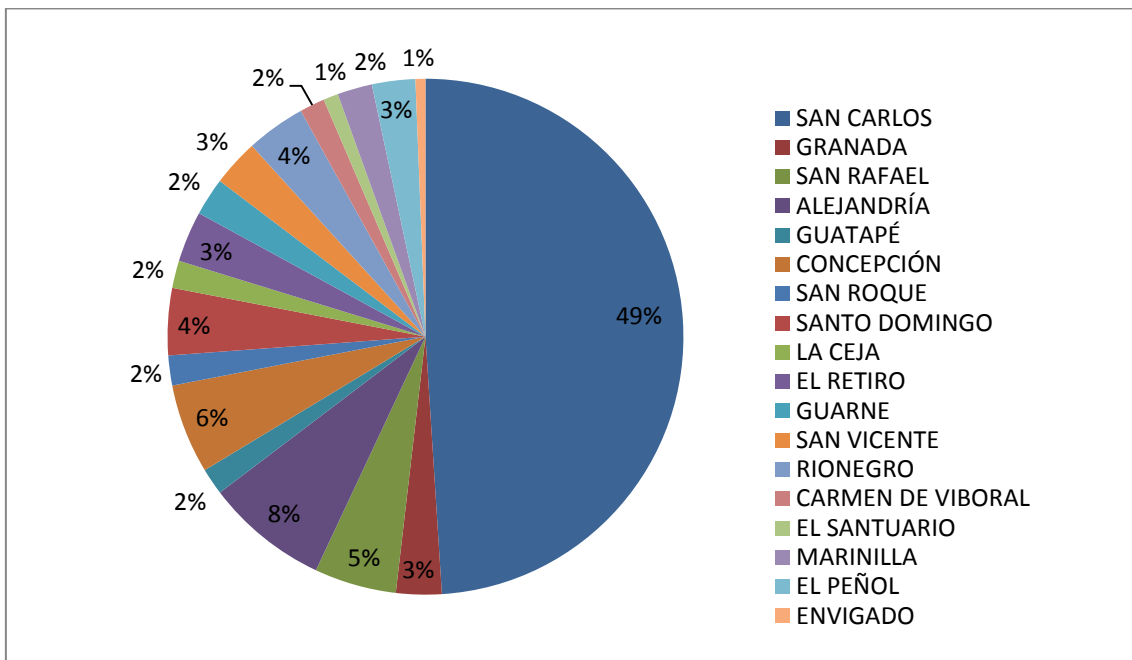


Fuente: elaboración propia.

En este caso el municipio que mayores ingresos recibe transferencias de ISAGEN es el municipio de San Carlos-49%- ubicado en el oriente antioqueño, no obstante, es el municipio de San Roque-2%- en la región del nordeste el que tiene la mayor cantidad de tierras inundadas-760,4has- frente a las -370 has- del municipio de San Carlos. Seguidamente se puede apreciar que municipios que no tienen embalses asociados a su jurisdicción reciben, de las transferencias totales entregadas por ISAGEN a los municipios de Antioquia, por concepto de cuenca cantidades de hasta el -6%- como es caso de Concepción y el -4%- para el caso de Rionegro. Ver grafica 12.

Nuevamente estos datos muestran que la base de liquidación de las transferencias está fijada sobre el concepto de “cuenca” y por ende la participación que tienen “por cuenca” los municipios, derivadas de las transferencias de la generación hidroeléctrica.

Grafica 12. Transferencias de ISAGEN a los municipios del departamento de Antioquia.



Fuente: (CORNARE, 2012b; ISAGEN, 2012), elaboración propia.

Esto se puede apreciar al detalle observando el caso de la central de San Carlos de ISAGEN, en esta las transferencias entregadas durante el periodo 2000-2012 a los 18 municipios que hace parte de su cuenca y embalse respectivo fueron del orden de \$121.646.067.989,27 millones de pesos. Aquí se puede apreciar como el municipio de San Carlos es el quien mayor cantidad de transferencias recibe, ya que en él se encuentra el 96,8% del total del embalse de Punchiná, además del 13,3% de la participación de las transferencias por concepto de cuencas. No obstante, al observar detalladamente las cifras se puede apreciar que el municipio de San Vicente recibe una cantidad total de transferencias de \$4.038.971.446,64; equivalente al 6,64% de la participación por cuenca; esto mismo se puede observar con el municipio de Rionegro que recibió por el mismo concepto de cuenca una cantidad igual a \$5.119.234.373,65 equivalente al 8,41% de la participación por cuenca. Estos mismos resultados se pueden observar para los diferentes municipios que reciben transferencias por concepto de cuenca. Nuevamente es observable que existen municipios que gozan de recursos de las transferencias sin comprometer para ellos ninguna parte de su territorio. Ver tabla 25.

Tabla 25. Transferencias entregadas por la central de San Carlos a los municipios periodo 2000-2012.

Municipios	transferencias por cuenca	transferencias por embalse	total transferencias
San Carlos	8.101.188.396,30	58.892.144.026,55	66.993.332.422,85
Granada	1.395.252.552,25	1.930.889.968,08	3.326.142.520,33
San Rafael	6.918.540.781,82		6.918.540.781,82
Alejandría	3.430.148.215,77		3.430.148.215,77
Guatapé	2.114.818.404,26		2.114.818.404,26
Concepción	4.747.306.325,28		4.747.306.325,28
San Roque	707.028.951,50		707.028.951,50
Santo Domingo	3.185.417.470,46		3.185.417.470,46
La Ceja	2.366.078.785,25		2.366.078.785,25
El Retiro	4.385.564.508,57		4.385.564.508,57
Guarne	3.267.429.694,61		3.267.429.694,61
San Vicente	4.038.971.446,64		4.038.971.446,64
Rionegro	5.119.234.373,65		5.119.234.373,65
Carmen de Viboral	2.166.271.933,42		2.166.271.933,42
El Santuario	1.284.771.116,53		1.284.771.116,53
Marinilla	3.003.632.413,11		3.003.632.413,11
El Peñol	3.734.951.609,35		3.734.951.609,35
Envigado	856.427.015,88		856.427.015,88
Total	60.823.033.994,63	60.823.033.994,63	121.646.067.989,27

Fuente: (Gobernación de Antioquia, 1994; ISAGEN, 2012; SIEL, 2013), elaboración propia.

Si se analizan detalladamente las transferencias que recibieron los municipios de San Carlos y Granada por la central de San Carlos y Calderas; y las transferencias recibidas por los municipios de Alejandría, San Roque y Santo Domingo por la central de Jaguas, todos estos con embalse en su territorio, podemos ver que independientemente de la cantidad de energía generada por estas tres centrales, el municipio de San Carlos recibió una cantidad mayor de transferencias (20,77\$/kwh) que el municipio de San Roque (9,52\$/kwh), aun cuando el municipio de San Roque posee en sus predios un área inundada dos veces mayor que el de la inundada en el municipio de San Carlos. Así pues este último recibe una participación mayor de transferencias porque posee en sus predios una proporción mayor de la cuenca que le abastecen a sus dos embalses; sin embargo resulta evidente que el municipio San Rafael es quien hace un sacrificio mayor de su territorio y su capital natural. El mismo resultado se puede observar con el municipio de Granada y Alejandría; aun cuando el municipio de Granada tan solo tiene un área de inundación de 16 has, recibió una proporción mayor de transferencias por kwh generado-10,19 \$/kwh- que el municipio de Alejandría, el cual cuenta con un área de inundación doce veces mayor-197,2 has. Ver tabla 26.

Tabla 26. Transferencias por kWh generado recibidas por los municipios de San Carlos, Granada, Alejandría, San Roque y Santo Domingo (\$/kWh) durante 2000-2012

Municipios	Área de la cuenca	transferencias por cuenca	Área del embalse	transferencias por embalse	total transferencias (\$)
San Carlos	34118	6,371235472	370	14,40825989	20,77949536
Granada	8250	4,974114302	16	5,218126555	10,19224086
Alejandría	10032	3,049526978	197,2	2,658309614	5,707836592
San Roque	2707	1,353923195	760,4	8,173235705	9,527158901
Santo Domingo	12196	3,550453474	72,4	1,436252128	4,986705602

(Gobernación de Antioquia, 1994; ISAGEN, 2012; SIEL, 2013), elaboración propia.

Este hecho al igual que el presentado en el caso de EPM pone refleja claramente el fallo que el criterio de asignación de transferencias por participación de cuenca posee, y deja como poco recaudador el criterio “de embalse” siendo este el más indicado a la hora de compensar el capital natural. Se quiere expresar que algunos municipios perciben gran cantidad de transferencias sin necesidad de entregar sus tierras, mientras existen también otros municipios que reciben mayores transferencias por la ventaja de ubicación de centrales potentes que alimentadas con recursos naturales de otros municipios que pierden su estructura fiscal. He ahí los fallos de asignación de la ley de transferencias.

### 5.2.2.1 Transferencias entregadas al Municipio de San Carlos por parte de ISAGEN.

Analizado el monto de las transferencias entregadas al Municipio de San Carlos por parte de ISAGEN durante el periodo comprendido entre 2000-2012, se encuentra que durante este periodo se entregó al municipio una cantidad de \$67.503.858.095 millones de peso; sin embargo, si se comparan estas cifras con las calculadas por el autor y las reportadas por el municipio de San Carlos se pueden apreciar diferencias significativas.

Al analizar las diferentes fuentes de información, es decir ISAGEN, el Municipio de San Carlos y los cálculos propios del autor se puede apreciar una diferencia importante de \$778.716.173 millones de pesos entre los valores reportados por ISAGEN y los recibidos por el municipio, en este sentido las transferencias reportadas por ISAGEN son mucho mayores que las recibidas o apropiadas por el Municipio de San Carlos; de la misma forma si se hace una comparación entre las transferencias causadas, de acuerdo a la generación de las centrales de San Carlos y Calderas, y el precio de la energía en bloque, (hechas por el autor) con las transferencias reportadas por ISAGEN, se puede apreciar que las diferencias son significativamente menores que las diferencias encontradas entre ISAGEN y el municipio- \$5.881.402-Ver tabla 32, esta diferencia puede deberse a diferencia entre la cantidad de áreas reportadas

por ISAGEN y la gobernación de Antioquia sobre “áreas con influencia hidroeléctrica dentro del municipio de San Carlos”. En este sentido la gobernación reporta 370 has de embalse dentro del municipio, 366 has del embalse de Punchiná y 4 del embalse de Calderas (Gobernación de Antioquia, 1994), mientras que ISAGEN reporta un total de 197 has, las cuales han pasado de 260 has en 2008 a 197 has en 2013..

Por otro lado, si se comparan los valores reportados por el municipio y los calculados por el autor, nuevamente se puede apreciar una diferencia significativa de \$768.922.085 millones, es decir que el municipio reporta menos cantidad de transferencias que las causadas durante todo el periodo de 2000-2012

Llama la atención las diferencias significativas entre los montos reportados por el Municipio de San Carlos como recibidos y la información reportada por ISAGEN de \$778.716.173 millones de pesos, lo cual hace pensar que el Municipio de San Carlos puede tener problemas en la apropiación de las transferencias pues si se comparan los valores reportados por el municipio y el autor, nuevamente se observa una diferencia abismal de \$768.922.085 lo cual hace pensar que existen diferencias en las bases de datos e incluso inconsistencias en la gestión financiera local.

Si se hace un análisis detallado de las transferencias año a año se puede observar que tan solo en los años de 2005, 2006, 2009 y 2011 el Municipio recibió más dinero del reportado por ISAGEN, ver tabla 28. Una vez más al igual que sucede en el caso de EPM las diferencias reportadas por ISAGEN y los cálculos realizados por el autor son significativamente despreciables comparadas con las diferencias que estas dos fuentes presentan con las reportadas por el Municipio de San Carlos.

Tabla 27. Reporte de transferencias de ISAGEN, San Carlos y el autor. Cifras en millones de pesos.

ISAGEN- central San Carlos y calderas			
año	Reporte de ISAGEN	reporte del San Carlos	cálculos del autor
2000	2.582.725.364	2.462.917.130	2.582.619.809
2001	2.788.631.408	2.706.150.672	2.788.444.827
2002	3.234.223.130	3.170.847.667	3.234.048.633
2003	3.855.505.752	3.777.423.829	3.855.680.819
2004	4.647.096.832	4.061.137.574	4.647.307.797
2005	4.858.596.018	5.046.694.120	4.757.198.612
2006	4.993.151.836	5.306.160.166	5.001.000.425
2007	6.341.235.710	6.042.202.101	6.356.830.848
2008	6.761.951.805	6.609.834.984	6.779.078.737
2009	6.163.795.849	6.908.946.635	6.178.915.487
2010	6.379.639.420	5.557.429.927	6.396.492.087
2011	7.767.396.976	7.945.489.122	7.786.537.932
2012 <sup>10</sup>	7.129.907.995		7.145.583.484

Fuente: (CORNARE, 2012b; ISAGEN, 2012; Municipio de San Carlos, 2012; SIEL, 2013).Elaboración propia.

Tabla 28. Diferencias entre los valores reportados.

año	ISAGEN VS San Carlos	ISAGEN vs Autor	San Carlos vs Autor
2000	119.808.234	105.554	-119.702.679
2001	82.480.736	186.581	-82.294.155
2002	63.375.463	174.497	-63.200.966
2003	78.081.923	-175.067	-78.256.990
2004	585.959.258	-210.965	-586.170.223
2005	-188.098.102	101.397.405	289.495.508
2006	-313.008.330	-7.848.589	305.159.741
2007	299.033.609	-15.595.137	-314.628.747
2008	152.116.821	-17.126.932	-169.243.753
2009	-745.150.786	-15.119.638	730.031.148
2010	822.209.493	-16.852.667	-839.062.160
2011	-178.092.146	-19.140.956	158.951.190
2012		-15.675.489	
diferencia total	<b>778.716.173</b>	<b>-5.881.402</b>	<b>-768.922.085</b>

Fuente: : (CORNARE, 2012b; ISAGEN, 2012; Municipio de San Carlos, 2012; SIEL, 2013). Elaboración propia

<sup>10</sup> El reporte de las transferencias recibidas por parte del municipio de San Carlos, contiene información solo hasta el año 2012, por lo tanto no es posible determinar cuál es el monto de transferencias que el municipio recibió en ese año.

### 5.3 Observaciones generales del ejercicio.

Del ejercicio anterior queda claro que el concepto de “cuenca” y “embalse” que fija la asignación de transferencias del sector eléctrico no apunta a compensar el uso intensivo del territorio y los recursos naturales que la generación hidroeléctrica demanda de los municipios con asentamientos hidroeléctricos, pues como se evidencio en el análisis, los municipios que tienen mayor cantidad de áreas de embalses asociados a su jurisdicción son en muchos casos los municipios que menos proporciones de las transferencias reciben. En este sentido aun cuando la ley asigna una proporción igual (1,5%) de transferencias para los municipios que hacen parte de la cuenca y embalse, se puede observar que el factor determinante para determinar la cantidad de transferencias que los municipios reciben es su participación por “cuenca”.

Adicionalmente se puede apreciar como la “capacidad instalada” de una central, la cual no está asociada directamente al tamaño de embalse y por consiguiente a los daños ambientales y a los impactos territoriales es el criterio más fuerte de captura de transferencias. Esto se puede evidenciar observando el caso del oriente Antioqueño en donde se ubica la central de mayor capacidad instalada y el embalse más grande del país.

La central de San Carlos posee una capacidad instalada de 1240 MW con un embalse de 378 hectáreas, mientras la central de Guatapé cuenta con el 45% de la capacidad instalada de San Carlos, pero con un embalse 14 veces más grande. 6365 hectáreas. Este hecho permite apreciar una asociación que no siempre es correcta, “embalse” y “capacidad instalada”, pues los municipios con mayores asentamientos hidroenergéticos son quienes reciben menores proporciones de transferencias, es decir que las transferencias son de alguna forma inversamente proporcionales al tamaño del embalse y directamente proporcionales a la capacidad instalada; pues es esta ultima la que determina la cantidad de energía generada y por tanto la cantidad de transferencias generadas. Ver tabla 29.

Tabla 29. Capacidad instalada asociada al embalse

Central	Operador	Capacidad Inst (MW)	% Gen_Bruta Comparativa	Embalse (ha)	ha Comparativo	transferencias (6%) (2000-2012)
Guatapé	EPM	560	45,16%	6365	14,88	121.337.390.288,55
Jaguas	ISAGEN	170	13,71%	1030	2,58	29.914.837.948,95
Playas	EPM	201	16,21%	702	0,70	53.462.114.261,89
San Carlos	ISAGEN	1240	100,00%	378	1,00	243.292.135.978,53
Calderas	ISAGEN	19,9	1,60%	8	0,0035	2.034.592.184,91

Fuente: (EPM, 2012; Gobernación de Antioquia, 1994; ISAGEN, 2012)

ahora bien, si las transferencias resarcirían el impacto territorial que la generación hidroeléctrica provoca en las regiones, estas deberían entonces entregar mayor cantidad de recursos a los municipios con mayores asentamientos hidroenergéticos, no obstante, como se pudo apreciar en el ejercicio, esto no es así, porque municipios como San Carlos reciben mayor proporción de las transferencias 20,79 \$/kwh



generado; mientras que otros municipios con mayores asentamientos como San Roque reciben 9,52\$/kwh, El Peñol 3,25\$/kwh y San Rafael 7,67 \$/kwh, aun cuando estos últimos hacen un sacrificio mayor de tierras inundadas. En consecuencia el criterio que debería primar en la asignación de transferencias es el de capacidad de embalse por encima de la participación por cuenca de los municipios. Esto se justifica si se toma en cuenta que este último criterio se vincula más estrechamente con el consumo de tierras, el cual es el elemento más visible del aporte del capital natural de los municipios en los asentamientos hidroeléctricos. Ver tabla.30

Tabla 30. Transferencias del sector eléctrico a los municipios del oriente de Antioquia durante 2000-2012 (\$/kwh generado)

Municipios	Área de la cuenca	transferencias por cuenca	Área del embalse	transferencias por embalse	total transferencias(\$/kwh)
San Carlos	36343	6,482294698	370	14,40825989	20,89055459
Granada	8250	4,974114302	16	5,218126555	10,19224086
San Rafael	50968	2,338089074	702	9,813193224	12,1512823
Alejandría	36869	3,513708636	526,2	2,386031167	5,899739803
Guatapé	23860	1,508615624	3017	4,651438171	6,160053794
Concepción	54528	5,68296738	49	0,0755454	5,758512779
San Roque	8121	0,858868786	760,4	7,244613716	8,103482501
Santo Domingo	36588	3,869510052	72,4	0,689781737	4,559291789
La Ceja	27177	1,553031631	0	0	1,553031631
El Retiro	50373	2,878568728	0	0	2,878568728
Guarne	37530	2,144654564	0	0	2,144654564
San Vicente	46392	2,651074195	25	0,038543571	2,689617766
Rionegro	58800	3,360130253	0	0	3,360130253
Carmen de Viboral	24882	1,42188369	0	0	1,42188369
El santuario	14757	0,843289832	0	0	0,843289832
Marinilla	34500	1,971504995	9	0,013875686	1,985380681
El Peñol	42900	2,451523603	2936	4,526557	6,978080603
Envigado	9837	0,562136076	0	0	0,562136076
Total	602675	49,06596612	8483	49,06596612	98,13193224

Fuente: (CORNARE, 2012a, 2012b; EPM, 2012; ISAGEN, 2012; Municipio de San Carlos, 2012)

De acuerdo a esto, se puede observar una inequidad distributiva en el cálculo de las transferencias, pues los municipios que gozan de una posición estratégica dentro de una cuenca hidroenergética perciben montos importantes de transferencias sin sacrificar para ello algún tipo de capital natural, reflejado en su territorio y sus recursos, y más aún; sin afectar negativamente su capacidad fiscal reflejada en el potencial impuesto predial; mientras tanto, los municipios que si entregan parte de su

territorio y su precaria base fiscal al mercado energético no son debidamente compensados.

Un aspecto a tener en cuenta es la incongruencia que existe a la hora de determinar la cantidad de predios con influencia hidroeléctrica dentro de los municipios, en este sentido se observa que los datos aportados por la gobernación y los reportados por las empresas para liquidar las transferencias y el impuesto predial son diferentes. Incluso se puede observar como a lo largo de los años, en algunos municipios las empresas reportan menos predios de su propiedad. En tal sentido la falta de bases de información clara y congruente hace que las empresas se conviertan en auto liquidadoras, pues las contralorías locales y nacionales carecen de instrumentos validos de verificación de las transferencias.

Finalmente, del análisis de las dos empresas aportantes de transferencias al Municipio de San Carlos se puede apreciar que existe diferencia entre los datos reportados por las diferentes entidades competentes, pero la diferencia más marcada es por parte de ISAGEN más que de EPM. De esta misma forma se evidencia que las diferencias entre las transferencias reportadas por las empresas generadoras y el autor son significativamente despreciables si se comparan con las diferencias encontradas entre el Municipio y EPM e ISAGEN y el Municipio y el autor, Estas diferencias se pueden deber a que los municipios no están separando los recursos de acuerdo a su origen, o a errores en los procedimientos contables, o por que las empresas generadoras no reportaron el valor real de su transferencia por los mismos motivos que los municipios o por diferencias en la temporalidad de la causación. No obstante esto deja una clara evidencia de que el Municipio de San Carlos posee dificultades en la apropiación de las transferencias entregadas.

## **6. Propuesta de gestión de las transferencias del sector eléctrico- un enfoque de sostenibilidad local.**

Como se mencionó anteriormente se pretende avanzar en una estrategia de gestión sostenible local para la explotación de un recurso natural, en este caso el agua, mediante la propuesta adelantada por Lopera (2008), apoyada en un instrumento financiero como lo son las transferencias del sector eléctrico. Este instrumento goza de legitimidad institucional y es sumamente importante en tanto representa cerca del 50% de los ingresos con los que cuentan algunas corporaciones autónomas para la protección del medio ambiente. En particular las transferencias del sector eléctrico representan el 55,59% de los ingresos de la Corporación autónoma de las cuencas del río Negro Nare (Cornare, 2011).

En este sentido la gestión ambiental regional ha dependido en buena parte de los instrumentos financieros establecidos por la Ley 99 de 1993, en particular de las fuentes ligadas a impuestos sobre la propiedad y a las transferencias sobre la producción de energía. Con ello las trasferencias del sector eléctrico toman gran importancia en el ámbito regional y local; en tanto, de estas depende el desarrollo de las economías locales, puesto que las oportunidades de economías alternas como la pesca, la agricultura, la ganadería, la minería y la explotación de madera se ven

sacrificadas por la inundación de buena parte de territorio destinado a la explotación del capital natural en forma hidroenergética.

Sin embargo, como se mencionó anteriormente la destinación de los recursos según la Ley 99 de 1993, no apunta en su totalidad a resolver los problemas socio ambientales originados por la utilización de los recursos naturales, y tampoco se ocupa de los alcances que de fondo inciden en la sostenibilidad de los mismos, y por ende del desarrollo humano e institucional del territorio (Ospina & Molina, 2011; Luis D. ; Vélez et al., 1982).

En trabajos anteriores, Ver (Vélez y Vélez, 2014), se discutió la idoneidad de este instrumento financiero y se llegó a la conclusión que la problemática de las transferencias como instrumento financiero que garantice el desarrollo sostenible de las regiones no radica únicamente en su cantidad, sino también en los problemas de gestión de los recursos, dadas las ineficiencias de su incorporación y del gasto dentro de los presupuestos locales, al igual que los errores del diseño de la misma ley. Adicionalmente, el precario control fiscal y la ausencia de sistemas de información confiables para el seguimiento de los recursos facilitan el despilfarro de estos recursos en actividades muy ajenas al uso del capital natural de las regiones. En este último aspecto hace falta avanzar en la construcción de un modelo de renta de capital natural, de tal forma que este sea valorizado y sea tenido en cuenta en la planeación de proyectos hidroenergéticos.

Así, la problemática ocasionada por la idoneidad del instrumento adquiere dimensiones transversales que producen un diagnóstico desviado no solo hacia la precaria financiación de la conservación del capital natural ambiental sino también hacia los problemas de inequidad y gestión que los municipios y las corporaciones presentan.

Por tanto la propuesta de un modelo de gestión para las transferencias del sector eléctrico deberá estar basada tanto en los fundamentos teóricos antes expuestos, como en las debilidades que a nivel administrativo generan, esto significa que un modelo idóneo deberá, además contribuir con un cambio de paradigma en la gestión ambiental y sentar también los cambios que a niveles administrativos trascienden el marco normativo dictado por el artículo 45 de la Ley 99.

La propuesta del siguiente modelo está compuesto por cuatro niveles diferentes, primeramente se enfocan las transferencias totales entregadas a los municipios por el artículo 45 de la Ley 99. Acá se pretende hacer una propuesta de un incremento sustancial como el antes expuesto por el proyecto de Ley 088 de 2010, sin que este atente, de acuerdo con Lopera en el literal (e) a: “Garantizar una rentabilidad económica que se encuentre dentro de los criterios comerciales”, para avanzar hacia una gestión sostenible local de la explotación de un recurso renovable. Una segunda parte se concentra en una estrategia a nivel administrativo que elimine o minimice no solo los problemas de apropiación de los recursos, si no también esclarezcan los montos reales de las transferencias y permita una comunicación eficiente entre “agentes” (municipios) y “principales” contralorías. En tercer lugar se pretende aportar una propuesta que redirija los montos de las transferencias a actividades que realmente incidan en la sostenibilidad de las regiones, y por ende al desarrollo humano

e institucional del territorio, con ello se avanza en el literal (d) de la propuesta de Lopera: “Establecer las retribuciones por impactos causados por la explotación del recurso sobre la economía y las condiciones de vida locales”. Finalmente se termina con una reflexión acerca de la integración sectorial - regional, puesto que estos dos enfoques juegan un papel complementario en la toma de decisiones que comprometen a las regiones, y sus recursos naturales, y a la Nación como el nivel macroeconómico.

## **6.1 Porcentaje de las transferencias.**

Muchos han sido los debates en torno a este tema y es innegable la sensibilidad que suscitan puesto que se habla de cantidades considerables de dinero que los agentes generadores dejarían de percibir. No obstante, como se evidencio anteriormente la rentabilidad de estos agentes es prospera, y en muchos casos sobrepasa la rentabilidad esperada para proyectos de esta índole, es decir: los agentes generadores tienen un índice de rentabilidad sobre el patrimonio superior al 8%. Ver tabla 8.

En contra de los proyectos de Ley que modifican el art. 45 de la Ley 99 de 1993 y proponen un incremento en el porcentaje de las transferencias el comité intergremial ,liderado por ACOLGEN, argumenta que existe una falsa motivación en estos proyectos de Ley, ya que toman como base la falta de recursos para la gestión ambiental tanto en los municipios como en las CARS y de acuerdo a la evaluación de las transferencias del sector eléctrico hecha por la Contraloría General de la república en 2009 a los municipios, se puede evidenciar que alrededor del 40% de municipios consultados expresaron que las transferencias no eran destinadas conforme lo indica la Ley (saneamiento básico y mejoramiento ambiental), se evidenció además que de los municipios que destinan sus recursos en otras actividades diferentes a las contempladas, el 46% de éstos informaron que los recursos eran utilizados para cubrir el déficit fiscal. En el resto de municipios el “desorden en la planeación y el principio de unidad de caja hace imposible verificar la inversión de las transferencias del sector de generación” (Hernández et al., 2009).

Sin embargo el autor además de argumentar su propuesta en la falta de recursos para la gestión ambiental tanto en los municipios como en las CARS, destaca que el capital natural, como se evidencio a lo largo del trabajo, no está siendo valorado debidamente, lo cual significa que el recurso natural, el agua y la tierra no son retribuidos, más aun; no se tienen en cuenta los servicios ecosistémicos que este presta a las regiones, así mismo no tiene en cuenta los efectos fiscales y el costo oportunidad de las actividades sacrificadas por un embalse y la producción hidroenergética en un área geográfica específica, en este caso particular en áreas caracterizadas por la presencia de bosques húmedos tropicales, los cuales son uno de los ecosistema más biodiversos del mundo. Más aun, no se paga el costo de oportunidad de las actividades sacrificadas para generar energía.

Anteriormente Vélez y Vélez (Vélez y Vélez, 2014) evidenciaron el incremento sustancial (49,13 %) ver tabla 31. que tendrían las transferencias del sector eléctrico en el caso particular de la central de Playas de EPM si se tomara para dicho calculo el

precio promedio de energía en bolsa del año inmediatamente anterior como lo sugería en su momento el proyecto de ley 088 de 2010. No obstante, en el presente trabajo, se pretende hacer una propuesta alternativa que reconozca los daños ambientales en los municipios, por tanto se propone incrementar las transferencias del sector eléctrico del 6% al 8% y tomara como base de cálculo el precio promedio de energía en bolsa del periodo actual, de tal forma que los municipios reciban un resarcimiento adecuado por los costos ambientales que el sector de generación hidroenergética impone a los Municipios por rentar extraordinariamente sobre el recurso hídrico y otros recursos territoriales. Así los municipios recibirían un 5% de estas, un 3,5% para los municipios que tiene en su jurisdicción un embalse asociado a la producción energética y el 1,5% para los municipios que tienen participación por concepto de cuenca. El 3% restante sería para las corporaciones como actualmente se hace. Ver figura 8.

Tabla 31. Transferencias de la central Playas. Proyecto de Ley 88

	transferencias reales	transferencias proyecto de Ley 88
2000	1.085.010.731	852.132.887
2001	1.339.756.181	1.540.162.410
2002	1.605.403.879	2.059.767.503
2003	1.803.352.802	2.017.022.340
2004	2.107.143.792	3.052.370.938
2005	2.221.238.833	2.952.951.776
2006	2.185.809.870	3.217.108.920
2007	2.606.742.221	3.646.455.496
2008	2.552.799.754	3.904.858.849
2009	2.670.850.101	4.110.661.328
2010	2.252.767.925	5.343.647.512
2011	2.113.774.447	4.514.507.890
2012	2.186.406.595	2.652.398.818
TOTAL	26.731.057.131	39.864.046.667

Fuente: (EPM, 2012; Ospina & Molina, 2011). Elaboración propia

Esta propuesta se fundamenta en que los municipios en donde se encuentran los embalses hacen un sacrificio mayor de su capital natural visto en la inundación de tierras y uso intensivo del agua, así como también en el detrimento de su capacidad fiscal en cuanto al impuesto predial y de industria y comercio, en tanto los municipios que solamente hacen parte de la cuenca no están expuestos a tantos daños ambientales. Además, los municipios se ven afectados por los costos de transmisión de energía, amén de la instalación de torres de transmisión de energía que igualmente hace ocupación de tierras. Esto se evidencia señalando que “la distancia horizontal que debe existir entre diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de las personas es de 2,8 metros a lado y lado de las torres de transmisión”(Ministerio de Minas y Energía, 2004)

Figura 8. Distribución de las transferencias. Propuesta



Fuente. Elaboración propia

De esta forma el incremento de los recursos de las transferencias serían del orden de 33,33% (ver tabla 32), para el caso particular de la central de Playas. Este incremento, levemente más bajo que el propuesto por el proyecto de Ley 088 de 2010, concede a los municipios una participación más sustancial del 5% comparado con el actual del 3%. Adicionalmente, con fundamento en la Ley 56 de 1981 los municipios dejan de percibir ingresos fiscales ya que las empresas generadoras pagan un impuesto predial menor que el de un contribuyente individual; en tal situación se propone eliminar las deducciones y exenciones que concede esta ley a las empresas generadoras para que sus tasas prediales estén a tono con las de las empresas de alta productividad sectorial -10 % a 12%-(Vélez y Ríos, 2013).

Tabla 32. Porcentaje de transferencias propuestas para el modelo.

	transferencias reales 6%	transferencias 8%	5% municipios
2000	11.549.088.171,10	15.398.784.228,13	769.939.211,41
2001	12.806.055.166,33	17.074.740.221,77	853.737.011,09
2002	14.955.609.591,66	19.940.812.788,88	997.040.639,44
2003	17.609.032.807,32	23.478.710.409,76	1.173.935.520,49
2004	21.091.494.866,34	28.121.993.155,12	1.406.099.657,76
2005	21.718.765.480,29	28.958.353.973,72	1.447.917.698,69
2006	22.544.571.086,58	30.059.428.115,43	1.502.971.405,77
2007	28.321.638.563,09	37.762.184.750,78	1.888.109.237,54
2008	29.749.678.192,77	39.666.237.590,36	1.983.311.879,52
2009	27.803.452.809,57	37.071.270.412,75	1.853.563.520,64
2010	27.760.003.797,40	37.013.338.396,53	1.850.666.919,83
2011	32.533.502.567,54	43.378.003.423,39	2.168.900.171,17
2012	30.345.949.325,36	40.461.265.767,15	2.023.063.288,36
Total	298.788.842.425,33	398.385.123.233,77	19.919.256.161,69

Fuente: EPM, ISAGEN, XM, proyecto de Ley 88 de 2010. Elaboración propia

Como no se puede desconocer la dificultad que se tiene para valorar los recursos naturales y más aún los servicios ecosistémicos que estos prestan, concordando con Carrizosa (Carrizosa, 2003), hay que advertir que el capital natural de una región es irremplazable por tanto sería deseable intentar, en un próximo trabajo, definir la renta del capital natural a tono con los servicios ecosistémicos que este presta a las empresas generadoras.

La explicación de que las transferencias deben ser una renta del 8% y no una compensación se basa en el criterio de que el capital natural, como otras formas de capital, genera riqueza en virtud de su incorporación a un proceso productivo hidroeléctrico. En consecuencia por la utilización de recursos comunes y sus servicios ecosistémicos (aguas suelos, bosques, lluvias) en la producción de hidroelectricidad, sobre un contexto de propiedad pública de las reservas ambientales, se debe remunerar este capital, y esta remuneración debe ser, por lo mínimo, la TRR (tarifa mínima requerida de retorno) la cual representaría la ganancia libre de riesgo. Esta debería ser, calculada con base en una metodología de valoración económica de los recursos ambientales, según la cual el valor de los servicios provistos por los ecosistemas hídricos, pueden ser medidos mediante la estimación que los usuarios están dispuestos a pagar, o los costos que ellos estarían dispuestos a aceptar, para reconocer la mayor riqueza que el capital natural aporta por el uso de estos activos hídricos (costo de oportunidad del capital natural). Por tanto para un recurso natural, que en general produce valor como otras formas de capital, su reconocimiento mínimo (TMRR) equivale al costo de oportunidad del recurso natural (tasa libre de riesgo en el sector eléctrico). La sobre-ganancia, que es la resultante del precio de venta del Kilovatio hora menos todos los costos incurridos en su producción (incluyendo una retribución al capital natural empleado) pertenece al generador.

Un avance satisfactorio y pionero en este sentido, lo es el proyecto BanCo2 de Cornare, el cual es una estrategia de Pago por Servicios Ambientales que permite a las empresas, instituciones y ciudadanos calcular y compensar su huella de carbono, promoviendo la conservación de los bosques naturales de la región y mejorando la calidad de vida de los campesinos que allí viven.

El objetivo de BanCo2 es reconocerles a los campesinos hasta 3 hectáreas de bosque conservado, para que reciban entre \$200.000 y \$600.000 mensuales, dependiendo de la vinculación de las empresas y ciudadanos que compensan su contaminación al medio ambiente con BanCO2. Para la vigencia 2014, una tonelada de carbono capturada tiene un costo de \$8.000. Esta iniciativa construida desde la realidad de la región, en donde el aprovechamiento de los bosques es parte de la subsistencia de los campesinos. Por lo tanto, el pago por servicios ambientales se convierte en un mecanismo para disminuir la deforestación de los bosques, convirtiéndose además en una acción de redistribución de la riqueza y equidad para los campesinos del oriente antioqueño.

En favor del proyecto de Ley 088 de 2010 se propone reducir a 5MW la capacidad instalada para generar transferencias puesto que tan solo en la región de Antioquia se pretende la construcción de 57 micro centrales de potencia menor a 10 MW, en este sentido, y con la nueva ley 1715 de 2014 estas micro centrales están autorizadas a vender sus excedentes de energía en el mercado, con lo cual las micro centrales con

la normativa actual de 10 MW estarían rentando sobre los recursos de las regiones gratuitamente, sin desconocer que aunque los impactos generados por las micro centrales hidroeléctricas son de menor magnitud que las centrales de gran potencia, estas micro centrales consumen recursos naturales que igualmente deberán ser compensados. Esta propuesta que se justifica en tanto que la capacidad instalada necesaria para ser sujeto de transferencias del sector eléctrico, establecida por el artículo 45 de la Ley 99 de 1993, es de 10 MW de potencia instalada.

## **6.2 Instituciones y órganos administrativos.**

En la evaluación que la Contraloría y la Procuraduría general de la nación realizó a 130 municipios se presentan diferencias que pueden obedecer a varias causas: 1) A que los municipios no están separando los recursos de acuerdo a su origen, 2) A errores en los procedimientos contables 3) A que las empresas generadoras no reportaron el valor real de su transferencia por motivos de diferencias en la temporalidad de la causación. En síntesis, el problema real que evidencian estas inconsistencias es una falta total de claridad en el manejo de los recursos.

Sobre este aspecto hay que destacar la falta de idoneidad y buen desempeño de los Municipios y las CARS, pues la conformación de sus plantas de personal suscita preocupación, en particular por los problemas de corrupción que sobre estas se ciñen. Esta situación se puede apreciar en el índice de transparencia nacional publicado en 2007-2008 el cual intenta medir el riesgo de corrupción en las entidades públicas. En este sentido, el sector de medio ambiente es el segundo sector de más deficiente desempeño con un promedio de 65.2 sobre 100 puntos, en este el 38% de las corporaciones autónomas regionales están en riesgo medio y 26% en riesgo alto y muy alto de corrupción. “Estas entidades han sido señaladas en varias ocasiones por diferentes grupos políticos, sociales y medios de comunicación por su marcada ineficiencia y sus escandalosos hechos de corrupción”(Transparencia por Colombia, 2009). Por otro lado entes reguladores como la comisión de regulación de energía y gas CREG, suscitan preocupación pues se encuentra dentro de un nivel de riesgo alto de corrupción, con un índice de transparencia tan solo del 35,9. Esto la ubica en el puesto 135 puesto entre 138 de las instituciones públicas menos transparentes. dentro de este mismo análisis la unidad de planeación minero energética UPME y la súper intendencia de servicios públicos domiciliarios SPDD se encuentran ubicadas en el puesto 32 y 43 respectivamente con un índice de transparencia de 81 y 78,3 respectivamente, situación aparentemente tranquilizante, no obstante es claro que estas entidades son altamente vulnerables a esta problemática.

De este modo, avanzar en un modelo apropiado para la gestión de estos recursos necesariamente requerirá: esclarecer cual es el monto real de las transferencias y permitir una comunicación entre los agentes, los municipios y las corporaciones, y por otro lado elaborar un mecanismo que garantice la buena gestión de los recursos.

Para esto se propone por una parte la instauración de un organismo que se encargue de dar cumplimiento a la normativa que cobijan las transferencias mediante el fortalecimiento de sistemas de información, de tal forma que se cree un canal de



información entre los agentes generadores, los Municipios y corporaciones beneficiados por las transferencias del sector eléctrico.

Para ello, en 2006 la superintendencia de servicios públicos domiciliarios creó el comité de seguimiento del mercado de energía mayorista “CSMEM” con el objetivo de analizar la situación del mercado mayorista, entender su composición, determinar los agentes que influyen mayormente en la fijación de los precios de la energía en bolsa, y elaborar indicadores de seguimiento que permitan prever situaciones monopólicas entre otras.

Este órgano adscrito a la superintendencia de servicios públicos domiciliarios, el cual es el órgano que ejerce control, inspección y vigilancia de las empresas prestadoras de servicios públicos dentro de la estructura del sector eléctrico. Ver Figura 5, está dotado de capacidades con las cuales se pueden realizar análisis de fondo de la situación del mercado de energía mayorista el cual es el mercado que directamente influye en la determinación de las transferencias del sector eléctrico.

Así se propone, además de las funciones actuales, dotar a la comisión de seguimiento del mercado mayorista de las funciones del seguimiento y control de las transferencias del sector eléctrico. Esta función será de vital importancia tanto para los agentes generadores como para los municipios y corporaciones autónomas beneficiadas con esta.

Para este órgano el acceso a la información necesaria es sencilla, ya que la superintendencia de servicios públicos domiciliarios al ser un órgano de vigilancia y control tiene la facultad de solicitar información a los agentes generadores; así mismo, por la condición de ser parte de la estructura del sector eléctrico, tiene facultades para ejercer una comunicación con XM, expertos en el mercado, y filial de ISA que presta el servicio de la administración y operación del mercado de energía mayoristas. Así el comité de seguimiento tendría la información suficiente, tanto en la cantidad de energía generada por cada tipo de central como de las cantidades transferidas, lo cual permite hacer un seguimiento y determinar las posibles irregularidades no sería complicado.

Por otro lado, Para efectos de la mejora en la gestión de los recursos transferidos por el sector eléctrico, y con el objetivo de impedir el derroche por parte de las administraciones locales, se estaría proponiendo que las transferencias en vez de ser giradas a los municipios y Corporaciones Regionales, deberían ser manejadas por el Ministerio de Hacienda, previo control y seguimiento –en la incorporación, ejecución y reporte presupuestal– por parte del DNP. Así se garantizaría un mejor destino de las transferencias, a la vez que un mayor apalancamiento en lo que se refiere a su destinación específica, dado que el 50% de los municipios desvía los recursos hacia otros sectores (Hernández et al., 2009).

### **6.3 Hacia una sostenibilidad local y regional.**

Como se ha mencionado uno de los elementos claves para avanzar en una gestión sostenible local para la explotación de un recurso natural consiste en establecer las sanciones por impactos causados por la explotación del recurso sobre la economía y las condiciones de vida locales, en este sentido el artículo 45 de la Ley 99, determina explícitamente las actividades en las cuales se debe invertir los recursos de transferencias. (Ver tabla 19.)

De acuerdo a esto las transferencias deben ser utilizadas por los municipios en proyectos de agua potable, acueductos urbanos y rurales, alcantarillados, tratamiento de aguas y manejo y disposición de desechos líquidos y sólidos.

No obstante sin desconocer la importancia que estos proyectos tienen para los municipios, es importante resaltar que estos no apuntan, como lo resalta el proyecto de Ley 088 de 2010, a resolver los problemas socio-ambientales que afectan a los recursos naturales y tampoco se ocupan de los alcances que de fondo inciden en la sostenibilidad de los mismos. Es la ley 1333 del 2009 la que establece el régimen sancionatorio para los delitos ambientales y en tal caso el Min-ambiente es el organismo que deberá ocuparse de las sanciones derivadas de la implantación de los proyectos hidroeléctricos a través de su decreto 3678 del 4 de Octubre del 2010 . Por tal situación habrá que separar los recursos de la renta del capital natural, de los recursos de compensación para daños ambientales.

En este sentido de acuerdo con Ospina y Molina (Ospina & Molina, 2011). Las comunidades observan que una destinación atada al saneamiento básico privilegia el interés exclusivo de las empresas generadoras, sin recibir ningún beneficio directo en términos de desarrollo. Así mismo, desde el punto de vista de las empresas, tanto los municipios como las CARS, no han cumplido a cabalidad la tarea de conservación que les corresponde. En este escenario todos son perdedores.

Para el proyecto de Ley 088 de 2010 la propuesta es reorientar estos recursos a obras y proyectos previstos en el Plan de Desarrollo Municipal, en obras para el desarrollo rural sustentable que estén contempladas en el Plan Agropecuario Municipal y en Mejoramiento Ambiental Rural, distribuidos en partes iguales para cada sector de inversión, previo proceso de concertación con las comunidades influenciadas por los proyectos. Acá de nuevo se observa que hay una confusión en el legislador de los conceptos de compensación y de retribución. (Renta)

Avanzar en este aspecto es un punto clave para el desarrollo sostenible local de las regiones, pues con este se dota a la comunidad de capacidad técnica y de organización para conocer sus necesidades y deseos. Se puede pensar en la creación de una corporación con poder jurídico, voz y voto en la toma de decisiones municipales en las que las transferencias del sector eléctrico vayan a ser empleadas.

## **6.4 Integración sectorial y regional.**

El sector energético colombiano ha sido históricamente catalogado de “archipiélago” debido a la desarticulación de sus subsectores (electricidad, carbón, petróleo y gas), y también por ser exponente de las tensiones entre el nivel central y el nivel regional del país, ya que la política energética y su marco institucional están parcialmente condicionados “desde arriba”, por la estructura institucional de nivel nacional y macroeconómico (Wiesner, 1992, citado en Martínez, 2013).

En este sentido la descentralización promovida por la reforma a la constitución de 1991 trae consigo situaciones indeseables y parcializadas en la definición de prioridades de la nación que desconocen las prioridades de la región. . Igualmente, a nivel interno del ministerio de Minas y energía, por efecto de la desarticulación de sus subsectores, también suscita dificultades a la hora de pensar en una proyección energética conjunta de explotación de los recursos naturales del país. Por otro lado el Departamento de Planeación Nacional genera interrogantes sobre la proyección del país, con una visión centralizada, que desconoce en muchas ocasiones la autoridad de los departamentos y municipios sobre su territorio, razón por la cual es hora de reivindicar la “Licencia social” como un instrumento de consulta y decisión para la viabilidad de los proyectos hidroeléctricos. En tal sentido, pensar en un desarrollo sostenible local requiere compromisos conjuntos de los entes estatales y los ministerios de tal forma que las actividades impulsadas por estos en aras del desarrollo sostenible de la nación, sea producto y consecuencia del desarrollo sostenible local de las regiones.

Es innegable que uno de los principales problemas de la globalización y el desarrollo sostenible es el desconocimiento de las regiones y el detrimento de sus recursos en pro de actividades económicas rentables desde el punto de vista neoclásico. Avanzar en una política de desarrollo sostenible local requiere un cambio de paradigma, en donde las nociones de desarrollo sostenible sean replanteadas desde una visión local como lo sugiere Leff, Carrizosa, Lopera y Escobar .Este cambio de paradigma exige el reconocimiento de las regiones y comunidades como ejes estratégicos para el desarrollo global.

## **7. Conclusiones.**

Si se reconoce que las transferencias del sector eléctrico son un instrumento poderoso para reconocer el capital natural de las regiones como fuente de renta, se podría evitar su envilecimiento social y ambiental al dirigir estos recursos hacia municipios que aporten sus aguas y su territorio en la conformación de los asentamientos hidroeléctricos. De acuerdo a esto se han propuesto elementos con los cuales este instrumento puede contribuir al desarrollo sostenible local de las regiones sin comprometer la producción energética y la rentabilidad de este sector.

Se han presentado los criterios que, a largo plazo, pueden servir de sustento para futuros esfuerzos que desde un ámbito político se enfoque en reformas y propuestas

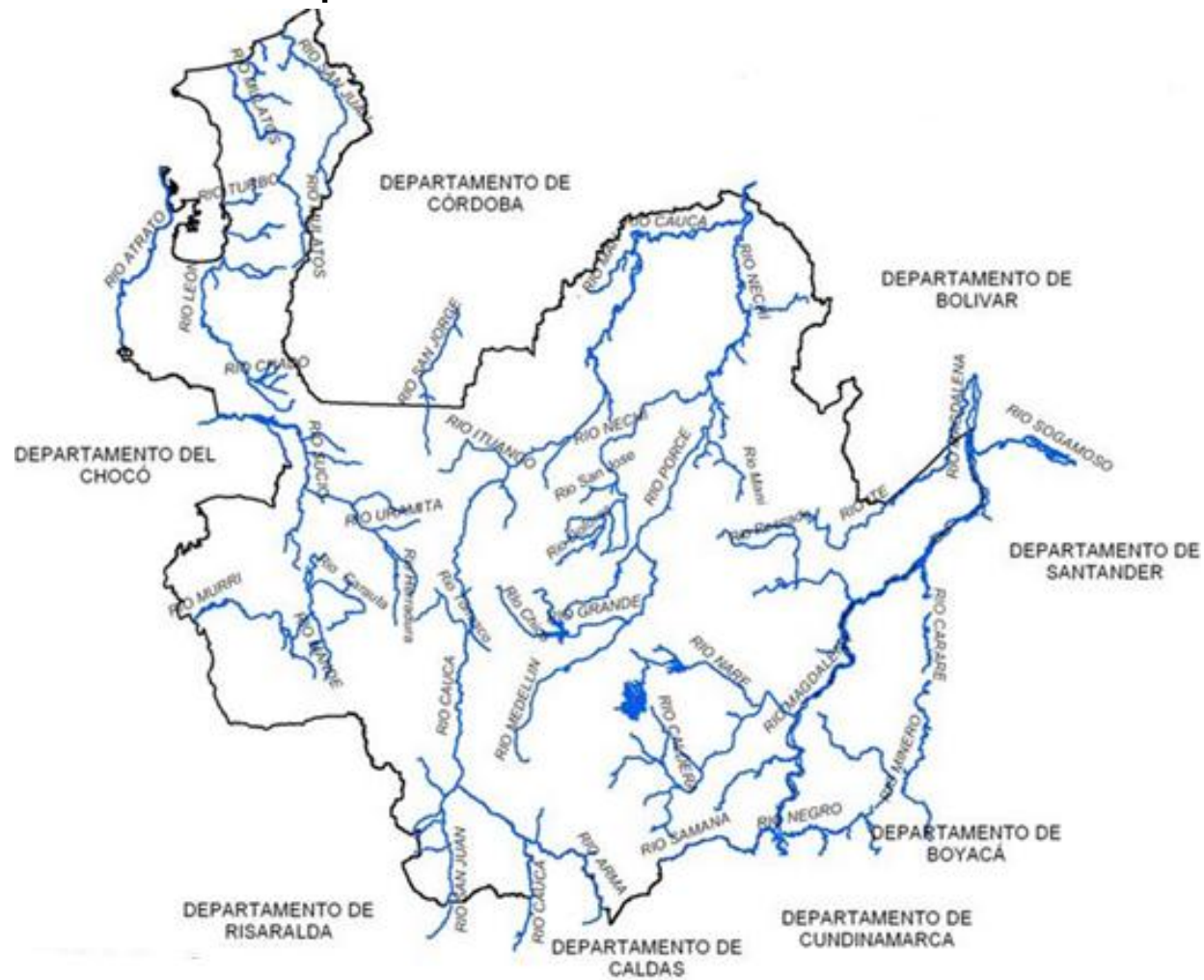
normativas que se traduzcan en un esfuerzo por reconocer el capital natural de las regiones y con este el desarrollo de sus economías, no desde el solo punto de vista sectorial, sino también con un enfoque territorial e integral con el cual el desarrollo de las regiones contribuya al desarrollo de la nación.

## **8. Recomendaciones.**

Se hace imperativo avanzar en la construcción de un modelo de renta que valore debidamente el capital natural de las regiones, pues en la actualidad los agentes hidroenergeticos rentan sobre este a un costo cero, lo cual se pudo evidenciar en los altos índices de rentabilidad que el sector presenta, en algunos casos hasta del 14% aun cuando el índice de rentabilidad esperado para el sector es del 8%.

Finalmente se hace necesario repensar desde lo académico la idoneidad de las transferencias del sector eléctrico como instrumento capaz de resarcir a las regiones por el sacrificio de su capital natural, en este sentido habrá que reconsiderar el criterio de capacidad instalada y el concepto de cuenca ya que actualmente los municipios que hacen parte de la cuenca reciben mayor proporción de estas sin hacer para ello un sacrificio de tierras y de fiscalidad, en este sentido habrá que discutir mejormente el concepto de capacidad de embalse, aun mas, en un momento coyuntural en el cual se está en la construcción de la central hidroeléctrica más grande del país y se planea la exportación de energía eléctrica a nuevos mercados en centro américa.

### A. Anexo: Mapa hídrico de Antioquia.



## B. Anexo: Transferencias de EPM años 2000-2012.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Abejorral	6.967.364	5.441.768	4.615.443	4.801.299	8.261.222	8.356.867	8.139.775
Abriaquí	0	0	0	0	0	127.664.415	147.196.628
Alejandro	97.633.759	122.431.745	127.495.442	148.756.714	156.405.740	216.663.057	185.230.552
Amalfi	0	171.294.934	399.525.634	416.187.815	495.046.171	516.870.991	630.865.145
Angostura	273.101.952	366.607.206	314.761.132	309.497.681	362.652.487	329.964.574	383.947.169
Anorí	0	0	0	0	0	0	0
Barbosa	0	25.369.469	59.171.355	61.639.091	73.318.331	76.550.674	93.433.668
Bello	0	18.350.416	42.800.224	44.585.204	53.033.110	55.371.151	67.583.072
Belmira	238.242.407	274.839.123	317.078.416	346.325.569	387.921.849	411.058.648	499.663.839
Caldas	0	15.701.426	36.621.761	38.149.069	45.377.470	47.378.001	57.827.060
Cañasgordas	0	0	0	0	0	34.873.110	42.502.859
Caracolí	0	0	0	0	0	0	0
Carolina	1.488.027.698	1.867.216.967	1.795.031.116	1.841.187.467	2.158.099.387	1.961.366.496	2.116.647.948
Cisneros	0	0	0	0	0	0	0
Concepción	58.257.382	77.540.843	87.743.599	103.241.932	109.438.329	134.491.333	125.575.858
Copacabana	0	8.620.768	20.106.945	20.945.504	24.914.212	26.012.591	31.749.580
CORANTIOQUIA	4.642.004.201	6.236.726.709	6.935.611.480	7.329.534.534	8.861.738.411	8.766.570.711	9.648.745.566
CORNARE	3.298.564.403	4.105.802.369	4.273.283.679	4.965.574.185	5.266.186.138	7.302.305.564	6.243.413.883
CORPOURABÁ	0	0	0	0	0	200.602.178	236.092.155
Donmatias	202.670.712	238.616.530	262.522.833	294.178.067	326.527.556	344.124.214	419.690.162

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Abejorral	6.967.364	5.441.768	4.615.443	4.801.299	8.261.222	8.356.867	8.139.775
El Carmen	100.777.964	123.187.926	124.592.555	144.770.944	152.793.515	218.914.702	182.375.491
El Peñol	710.538.903	855.740.014	836.141.368	968.768.822	1.011.604.437	1.535.831.425	1.229.728.116
El Retiro	254.838.647	289.083.324	285.900.463	328.107.755	369.580.414	504.145.267	428.585.313
Entrerrios	483.790.126	536.831.066	559.127.563	628.464.979	693.132.704	732.263.172	892.292.297
Envigado	41.869.492	64.136.835	82.909.343	92.287.767	102.845.669	130.776.070	125.488.268
Frontino	0	0	0	0	0	38.064.653	46.392.667
Girardota	0	9.606.439	22.405.908	23.340.345	27.762.822	28.986.786	35.379.724
Gómez Plata	191.924.075	400.371.506	603.629.723	625.101.676	739.423.408	734.376.149	860.575.623
Guadalupe	0	0	0	0	0	0	0
Guarne	161.859.027	194.194.133	204.163.230	234.504.154	251.463.377	352.018.417	301.596.454
Guatapé	638.685.342	767.082.551	746.071.997	863.958.564	901.691.005	1.378.057.578	1.098.258.741
Itagüí	0	2.094.550	4.885.296	5.089.037	6.053.297	6.320.165	7.714.056
Jericó	0	0	0	0	0	0	0
La Ceja	110.892.158	135.190.341	136.627.336	158.688.901	167.857.352	240.089.971	200.154.106
La Estrella	0	4.312.309	10.057.963	10.477.429	12.462.670	13.012.104	15.881.880
La Unión	16.060.928	12.544.177	10.639.361	11.067.790	19.043.487	19.263.964	18.763.531
Maceo	0	0	0	0	0	0	0
Marinilla	138.367.486	170.424.846	172.660.846	200.858.105	210.575.462	303.472.745	252.156.880
Medellín	8.199.761	40.993.673	91.164.180	94.482.216	114.259.637	119.150.626	144.749.209
Puerto Nare	6.371.970	91.631.322	50.262.074	74.599.687	328.211.692	306.611.807	74.341.396
Rionegro	233.005.165	287.090.412	291.018.955	338.565.887	354.966.615	511.154.052	424.963.878
Sabaneta	0	1.848.133	4.310.556	4.490.327	5.341.144	5.576.616	6.806.520
San Carlos	5.361.298	7.375.814	8.698.734	10.275.362	10.932.880	12.655.518	12.361.195
San Pedro	393.867.218	435.883.218	452.092.914	508.562.006	560.562.248	592.213.988	721.658.657

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
San Rafael	532.582.428	732.701.133	864.117.772	1.020.737.415	1.086.054.192	1.257.178.123	1.227.940.545
San Roque	6.521.649	8.972.170	10.581.410	12.499.270	13.299.096	15.394.565	15.036.542
San Vicente	188.429.778	232.740.323	236.634.824	275.052.907	288.595.606	415.403.601	345.827.646
Santa Rosa	1.059.373.305	1.176.635.462	1.196.052.252	1.236.357.528	1.421.018.260	1.399.415.516	1.595.604.296
Santo Domingo	29.378.207	49.653.929	69.210.092	78.747.996	86.603.302	97.219.676	101.753.835
Santuario	58.476.170	72.049.790	73.035.893	84.968.584	89.084.634	128.281.967	106.651.480
Sonsón	0	0	0	0	0	0	0
Támesis	0	0	0	0	0	0	0
Yarumal	200.248.252	252.656.454	247.497.536	254.561.197	294.545.149	272.997.153	300.694.105
Yolombo	0	134.370.786	313.404.327	326.474.827	388.334.562	405.454.847	494.876.547



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Abejorral	8.296.968	10.878.173	7.865.238	11.810.690	16.392.697	15.549.446	117.376.949
Abriaquí	176.787.686	189.951.153	198.850.190	212.707.600	246.786.474	216.282.570	1.516.226.717
Alejandría	234.087.251	267.456.929	273.298.785	209.080.789	274.388.348	220.343.582	2.533.272.693
Amalfi	696.883.705	774.257.792	773.118.662	650.311.485	1.420.747.112	2.476.359.408	9.421.468.854
Angostura	498.915.296	462.303.200	514.690.694	560.259.904	467.276.192	471.881.707	5.315.859.194
Anorí	0	0	0	0	216.435.449	788.014.327	1.004.449.776
Barbosa	103.211.282	114.670.696	114.501.986	96.313.749	247.920.318	516.815.240	1.582.915.860
Bello	74.655.482	82.944.383	82.822.350	69.666.312	139.587.347	221.849.461	953.248.511
Belmira	531.643.758	598.167.592	617.405.502	487.631.913	783.397.647	873.083.235	6.366.459.498
Caldas	63.878.526	70.970.875	70.866.459	59.609.572	116.492.479	176.973.861	799.846.560
Cañasgordas	50.927.304	48.487.053	52.008.916	52.044.555	60.469.763	54.751.417	396.064.976
Caracolí	750.832	8.456.549	9.502.255	8.682.934	7.396.233	4.644.014	39.432.817
Carolina	2.551.472.147	2.264.779.125	2.543.338.708	2.815.207.026	2.193.332.041	2.181.181.544	27.776.887.668
Cisneros	159.749	1.799.234	2.021.720	1.847.400	1.573.639	988.071	8.389.812
Concepción	148.353.562	161.079.298	166.096.309	136.038.273	147.485.164	121.156.443	1.576.498.325
Copacabana	35.072.099	38.966.108	38.908.779	32.728.257	63.960.035	97.168.484	439.153.363
CORANTIOQUIA	11.173.287.021	11.575.680.257	12.490.704.573	12.976.390.223	14.328.835.475	18.572.894.464	133.538.723.625
CORNARE	7.906.309.963	9.202.615.566	9.315.916.351	7.180.915.149	9.761.838.355	8.307.762.381	87.130.487.987
CORPOURABÁ	283.303.097	291.362.733	307.627.812	321.559.762	375.816.782	338.997.204	2.355.361.721
Donmatias	439.956.346	491.596.512	514.266.714	409.785.010	644.259.915	670.657.688	5.258.852.259
El Carmen	234.860.938	273.234.395	277.414.010	209.620.208	290.031.062	232.652.041	2.565.225.751

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Abejorral	8.296.968	10.878.173	7.865.238	11.810.690	16.392.697	15.549.446	117.376.949
El Peñol	1.635.397.568	1.934.733.601	1.965.211.766	1.432.926.442	2.124.549.027	1.684.702.174	17.925.873.664
El Retiro	535.923.911	631.598.963	618.174.064	510.109.469	706.726.318	583.785.999	6.046.559.908
Entrerrios	932.278.911	1.044.181.467	1.095.461.451	865.032.509	1.322.704.060	1.292.498.018	11.078.058.322
Envigado	151.607.354	173.622.818	174.320.914	138.822.268	222.216.146	252.544.591	1.753.447.536
Frontino	55.588.107	52.924.527	56.768.706	56.807.607	68.560.544	67.963.217	443.070.027
Girardota	39.082.129	43.421.367	43.357.483	36.470.300	71.270.434	108.269.006	489.352.743
Gómez Plata	978.146.863	1.013.233.922	1.048.101.253	968.786.818	1.296.143.567	1.459.077.505	10.918.892.089
Guadalupe	0	0	0	0	315.339.888	1.117.315.023	1.432.654.911
Guarne	383.471.395	445.063.613	445.332.788	337.953.079	476.694.465	409.521.969	4.197.836.100
Guatapé	1.465.917.356	1.738.378.825	1.765.051.229	1.282.689.683	1.917.378.200	1.519.213.577	16.082.434.648
Itagüi	8.521.314	9.467.424	9.453.495	7.951.841	15.535.730	23.592.729	106.678.935
Jericó	191.512	2.146.958	1.927.874	1.802.163	2.286.488	2.656.621	11.011.616
La Ceja	257.500.138	299.717.035	303.928.709	230.343.113	318.710.381	255.939.184	2.815.638.726
La Estrella	17.543.882	19.491.756	19.463.079	16.371.437	31.995.445	48.610.108	219.680.061
La Unión	19.454.669	26.406.150	18.130.677	27.225.596	37.787.884	35.844.050	272.232.262
Maceo	834.777	9.402.011	10.564.630	9.653.706	8.223.149	5.163.226	43.841.499
Marinilla	326.015.974	381.118.096	388.054.552	289.932.955	400.038.278	321.506.037	3.555.182.261
Medellín	159.650.017	178.155.434	173.273.641	146.749.926	282.738.064	426.156.504	1.979.722.888
Puerto Nare	216.824.726	283.473.025	454.555.702	1.290.756.104	62.780.146	451.618.249	3.692.037.900
Rionegro	548.881.239	637.658.367	649.762.284	486.635.328	673.278.937	538.304.886	5.975.286.004
Sabaneta	7.518.806	8.353.610	8.341.319	7.016.330	13.714.920	20.842.321	94.160.602
San Carlos	14.116.519	14.903.421	15.446.999	13.122.507	12.704.358	10.597.894	148.552.500
San Pedro	753.578.041	844.004.103	885.893.947	699.328.752	1.066.974.228	1.036.436.177	8.951.055.497

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
San Rafael	1.402.311.569	1.480.481.060	1.534.479.241	1.303.568.079	1.385.387.042	1.453.053.132	15.280.591.731
San Roque	18.314.650	24.202.799	23.936.561	20.665.239	19.459.721	15.406.772	204.290.445
San Vicente	446.732.027	521.225.543	530.740.212	396.937.201	550.561.728	445.586.320	4.874.467.715
Santa Rosa	1.826.933.403	1.855.055.160	1.968.818.194	1.814.195.805	2.090.675.389	2.383.062.891	21.023.197.462
Santo Domingo	115.974.505	128.054.424	128.586.974	109.033.040	139.895.226	163.268.198	1.297.379.405
Santuario	137.750.303	160.030.629	163.068.273	122.129.030	168.969.133	135.095.899	1.499.591.785
Sonsón	9.326.513	106.807.498	76.935.592	73.692.180	103.165.437	71.287.221	441.214.441
Támesis	1.000.225	11.213.077	10.068.854	9.412.293	11.941.815	13.874.934	57.511.198
Yarumal	355.280.412	331.203.069	356.231.330	374.812.655	359.496.696	406.035.297	4.006.259.305
Yolombo	547.003.334	611.179.058	610.757.775	514.052.729	808.758.820	819.355.412	5.974.023.023

### C. Anexo: Transferencias del ISAGEN. Años 2000-2012.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
SAN CARLOS	2.582.725.364	2.788.631.408	3.234.223.130	3.855.505.752	4.647.096.832	4.858.596.018	4.993.151.836
GRANADA	128.363.601	138.597.303	160.743.582	191.621.846	230.964.582	241.476.267	289.559.636
SAN RAFAEL	266.740.219	288.005.904	334.025.986	398.191.176	479.945.582	501.788.918	512.658.695
ALEJANDRÍA	421.414.546	427.254.163	511.370.026	658.002.309	719.585.592	728.872.751	781.751.732
GUATAPÉ	88.628.868	95.013.737	110.584.614	133.014.979	158.521.261	165.160.257	170.190.830
CONCEPCIÓN	303.639.822	316.269.024	373.414.772	465.335.204	530.210.719	544.554.863	571.822.226
SAN ROQUE	102.977.773	103.918.077	124.672.869	161.297.802	175.161.565	176.988.764	190.536.432
SANTO DOMINGO	227.372.262	235.461.663	278.815.859	349.877.906	395.128.521	404.627.006	426.804.684
LA CEJA	91.219.293	98.491.689	114.229.546	136.172.631	164.130.841	171.600.782	175.318.006
EL RETIRO	169.072.262	182.551.435	211.721.087	252.391.945	304.211.661	318.056.976	324.946.742
GUARNE	125.971.733	136.014.744	157.748.360	188.051.252	226.660.894	236.976.709	242.110.111
SAN VICENTE	155.729.389	168.144.810	195.012.446	232.473.635	280.203.834	292.956.502	299.302.540
RIONEGRO	197.376.037	213.111.709	247.164.547	294.643.967	355.138.634	371.301.743	379.344.900
CARMEN DE VIBORAL	83.527.794	90.186.992	104.597.852	124.690.723	150.291.531	157.131.615	160.535.408
EL SANTUARIO	49.525.744	53.474.151	62.018.715	73.932.287	89.111.654	93.167.314	95.185.509
MARINILLA	115.794.567	125.026.211	145.003.984	172.858.728	208.349.124	217.831.532	222.550.210
EL PEÑOL	144.004.544	155.485.209	180.329.985	214.970.726	259.107.325	270.899.846	276.768.092
ENVIGADO	33.017.163	35.649.434	41.345.810	49.288.191	59.407.770	62.111.542	63.457.006
CORNARE	5.221.066.656	5.579.988.796	6.504.331.552	7.853.744.676	9.314.412.382	9.689.876.324	10.049.080.582
CORANTIOQUIA	66.034.326	71.298.868	82.691.620	98.576.383	118.815.539	124.223.085	126.914.012

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
SAN CARLOS	6.341.235.710	6.761.951.805	6.163.795.849	6.379.639.420	7.767.396.976	7.129.907.995	40.543.927.756
GRANADA	398.263.123	428.122.697	388.116.155	408.243.312	489.570.982	439.108.689	2.551.424.957
SAN RAFAEL	648.837.500	691.603.692	630.559.017	652.162.015	851.780.745	832.035.475	4.306.978.444
ALEJANDRÍA	970.963.999	1.122.030.282	955.573.053	1.024.025.810	1.227.729.024	1.052.988.833	6.353.311.001
GUATAPÉ	215.349.174	231.721.437	209.585.383	217.728.123	264.685.560	241.233.900	1.380.303.577
CONCEPCIÓN	716.022.346	799.524.503	700.827.072	739.734.186	892.963.249	789.179.727	4.638.251.083
SAN ROQUE	236.318.073	274.670.145	232.758.325	250.084.214	299.481.040	255.510.793	1.548.822.589
SANTO DOMINGO	533.507.239	600.143.378	522.784.903	553.609.786	667.300.561	585.995.117	3.463.340.984
LA CEJA	221.888.165	236.513.262	215.637.326	223.025.076	271.726.490	249.682.335	1.418.472.653
EL RETIRO	411.263.154	438.370.341	399.677.408	413.370.385	503.637.016	462.778.827	2.629.097.130
GUARNE	306.422.422	326.619.342	297.790.158	307.992.470	375.247.993	344.805.528	1.958.877.913
SAN VICENTE	378.807.019	403.774.956	368.135.599	380.747.951	463.890.907	426.257.169	2.421.613.600
RIONEGRO	480.111.229	511.756.333	466.585.956	482.571.224	587.949.067	540.250.955	3.069.224.765
CARMEN DE VIBORAL	203.178.828	216.570.756	197.455.052	204.219.877	248.814.847	228.629.429	1.298.868.789
EL SANTUARIO	120.469.872	128.410.284	117.076.101	121.087.136	147.528.623	135.560.178	770.132.195
MARINILLA	281.666.776	300.232.004	273.731.906	283.109.981	344.931.982	316.948.939	1.800.621.587
EL PEÑOL	350.286.689	373.374.795	340.418.719	352.081.489	428.964.623	394.164.324	2.239.290.638
ENVIGADO	80.313.248	85.606.858	78.050.734	80.724.758	98.352.417	90.373.452	513.421.466
CORNARE	12.734.278.070	13.759.788.651	12.402.464.606	12.912.715.733	15.735.256.785	14.334.672.644	81.879.176.489
CORANTIOQUIA	160.626.497	171.213.715	156.101.468	161.449.515	196.704.833	180.746.904	1.026.842.931

## Bibliografía.

- Abril, G., Parize, M., Pérez, M. a. P., & Filizola, N. (2013). Wood decomposition in Amazonian hydropower reservoirs: An additional source of greenhouse gases. *Journal of South American Earth Sciences*, 44, 104–107. doi:10.1016/j.jsames.2012.11.007
- Acosta, C. (2004). *Efecto de las empresas transnacionales en las comunidades indígenas: Endesa y la comunidad mapuche-pehuenche*. Universidad de las Américas Puebla.
- Alcaldia del Peñol. (2014). Historia del peñol. Retrieved August 11, 2014, from <http://www.elpenol-antioquia.gov.co/index.shtml#2>
- Aldana, A. (2012). *Análisis crítico de la Evaluación de Impacto Ambiental en el sector eléctrico colombiano y propuesta de mejora* Andrés Aldana Millán. Universidad Nacional de Colombia sede Bogota.
- Ansar, A., Flyvbjerg, B., Budzier, A., & Lunn, D. (2014). Should we build more large dams? The actual costs of hydropower megaproject development. *Energy Policy*, 69, 43–56. doi:10.1016/j.enpol.2013.10.069
- Bambace, L. a. W., Ramos, F. M., Lima, I. B. T., & Rosa, R. R. (2007). Mitigation and recovery of methane emissions from tropical hydroelectric dams. *Energy*, 32(6), 1038–1046. doi:10.1016/j.energy.2006.09.008
- Banco de la Republica. (2014a). Banco de la República fija el rango meta de inflación para 2011 y mantiene inalterada tasa de interés de intervención. Retrieved June 22, 2014, from <http://www.banrep.gov.co/es/node/6844>
- Banco de la Republica. (2014b). Banco de la Republica fija meta de inflación para 2010, anuncia compra de dólares y mantiene inalterada tasa. Retrieved June 22, 2014, from <http://www.banrep.org/es/node/6804>
- Banco de la Republica. (2014c). Meta de inflación de 4% para el 2008 y tasa de interés de intervención en 9,50%. Retrieved June 22, 2014, from <http://www.banrep.gov.co/es/node/6705>
- Banco de la Republica. (2014d). Meta de inflación de 5% para 2009 y tasa de interés de intervención inalterada. Retrieved June 22, 2014, from <http://www.banrep.gov.co/es/node/6754>
- Banco de la Republica. (2014e). Meta de Inflación entre 5% y 6% para el 2004. Retrieved June 22, 2014, from <http://www.banrep.gov.co/es/node/25483>
- Banco de la Republica. (2014f). Meta de Inflación para el 2003. Retrieved June 22, 2014, from <http://www.banrep.gov.co/es/node/6402>
- Banco de la Republica. (2014g). Meta de inflación para el 2006: 4.5%. Retrieved June 22, 2014, from <http://www.banrep.gov.co/es/node/6579>

- Banco de la Republica. (2014h). Meta de inflación para el 2007: 4%. Retrieved June 22, 2014, from <http://www.banrep.gov.co/es/node/6646>
- Banco de la Republica. (2014i). Metas de Inflación para 2002 y 2003. Retrieved June 22, 2014, from <http://www.banrep.gov.co/es/node/6354>
- Bonet, J. (2006). *Desequilibrios regionales en la política de descentralización en Colombia* (Vol. 77, p. 58). Bogota.
- Brown, P. H., Magee, D., & Xu, Y. (2008). China Economic Review Socioeconomic vulnerability in China ' s hydropower development. *China Economic Review*, 19(4), 614–627. doi:10.1016/j.chieco.2008.06.002
- Cardenas, M., & Mercer, V. (2007). *El sistema tributario Colombiano: Impacato sobre la eficiencia y la competitividad* (Vol. 2004, p. 149). Bogota.
- Carrizosa, J. (2003). *Colombia de lo imaginario a lo complejo* (p. 203). Bogota: Instituto de estudios ambientales IDEA.
- Carrizosa, J. (2005). *Desequilibrios territoriales y sostenibilidad local* (p. 174). Bogota: Instituto de estudios ambientales IDEA.
- Catastro Departamental. Resolucion 017 de 2013 (2013). Medellin.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 60 (1995). Bogota.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolucion 135 (1996). Bogota.
- Comisión Mundial de Represas. (2000). *REPRESAS Y DESAROLLO UN NUEVO MARCO PARA LA TOMA DE DECISIONES* (p. 444). Earthscan Publications Ltd.
- CORNARE. (2012a). *Transferencias del sector electrico EPM 2000-2011* (p. 1). El Santuario.
- CORNARE. (2012b). *Transferencias del sector electrico ISAGEN 2000-2011* (p. 1). El Santuario.
- Corporación de desarrollo CODESARROLLO; Asociacion pro desarrollo de Antioquia ADA. (1982). Foro sobre la Ley 56 de 1981 y sus implicaciones fiscales, socio.economicas y politicas. In empresas publicas de medellin EPM (Ed.), (p. 146). Medellin.
- Departamento Administrativo Nacional de Estadística. DANE. (2014). Catrastrros Municipales. Retrieved August 29, 2014, from <http://www.dane.gov.co/>
- DNP. (2013). *Desempeño fiscal de los departamentos y municipios 2012* (p. 221). Bogota.
- Embíd, A., & Amaya, Ó. D. (2007). *Aguas,Residuos y Territorios (Estudio jurídicos sobre politca ambiental en españa y colombia)* (p. 409). Bogota: Universidad Externado de Colombia, Universidad de Zaragoza.
- EPM. (2012). *Transferencias del sector electrico EPM 1982-2012* (p. 1). Medellin.

Gobernación de Antioquia. (1985). *Guía para la aplicación de la Ley 56 de 1981*. (Gobernación de Antioquia, Ed.) (Gobernación., p. 48). Medellín: Gobernación de Antioquia.

Gobernación de Antioquia. Resolución 686 (1994). Medellín.

Guatapé, A. de. (2014). Historia de Guatapé. Retrieved August 11, 2014, from <http://www.guatape-antioquia.gov.co/>

Guerra, A. (2013). *Ley 56 de 1981* (p. 14). Medellín.

Guhl, E. (214AD, March 29). Territorios sostenibles: una opción frente a la crisis ambiental. *Razones Publicas*, p. 1. Bogotá. Retrieved from <http://razonpublica.com/index.php/econom-y-sociedad-temas-29/7466-territorios-sostenibles-una-opcion-frente-a-la-tesis-ambiental.html>

Hernández, M. C., Saldarriaga, V., & Chavez, D. A. (2009). *Evaluación de las transferencias del sector eléctrico. informe preventivo* (8th ed., p. 86). Bogotá: procuraduría general de la nación.

Hylander, L. D., Gröhn, J., Tropp, M., Vikström, A., Wolpher, H., de Castro E Silva, E., ... Oliveira, L. J. (2006). Fish mercury increase in Lago Manso, a new hydroelectric reservoir in tropical Brazil. *Journal of Environmental Management*, 81(2), 155–66. doi:10.1016/j.jenvman.2005.09.025

Ikingura, J. R., & Akagi, H. (2003). Total mercury and methylmercury levels in fish from hydroelectric reservoirs in Tanzania. *The Science of the Total Environment*, 304(1-3), 355–68. doi:10.1016/S0048-9697(02)00581-8

Integral Ingenieros S.A. (2008). *Estudio de impacto ambiental del proyecto “Aprovechamiento hidroeléctrico del río Samaná Norte.”* Medellín.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. (2011). *World energy outlook* (Vol. 1, p. 666). Paris: IEA. Retrieved from <http://ifri.org/files/CFE/Biol.pdf>

Iregui, A., Melo, L., & Ramos, J. (2004). *El impuesto predial en Colombia : Factores explicativos del recaudo* (p. 39). Bogotá.

ISAGEN. (2012). *Transferencias del sector eléctrico ISAGEN 1994-2012*. Medellín.

Jackson, S., & Sleight, A. (2000). Resettlement for China's Three Gorges Dam : socio-economic impact and institutional tensions. *Communist and Post-Communist Studies*, 33, 223–241.

Jorratt, M. (2010). *El impacto fiscal de los subnacionales en Metodología para medir el impacto fiscal de los gastos tributarios subnacionales en Colombia* (p. 46). Washington.

La Energía más costosa. (2014, November 8). *Revista Semana*, p. 1. Bogotá. Retrieved from <http://www.semana.com/economia/articulo/la-energia-mas-costosa/408525-3>

Lerer, L. B., & Scudder, T. (1999). Health impacts of large dams. *Environmental Impact Assessment Review*, 19(2), 113–123. doi:10.1016/S0195-9255(98)00041-9



- Liu, J., Zuo, J., Sun, Z., Zillante, G., & Chen, X. (2013). Sustainability in hydropower development—A case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19, 230–237. doi:10.1016/j.rser.2012.11.036
- Lopera, S. (2008). Sostenibilidad Energética y sector eléctrico. In *Simposio CIDET 2008. hacia un desarrollo sostenible en el sector eléctrico* (p. 11). Medellín.
- Martínez, V. (2013). Continuidades y interrupciones de los condicionantes de los conflictos ecológico-distributivos por las hidroeléctricas en Colombia. In *VI jornadas de la asociación argentino uruguay de economía ecológica* (p. 18). Salta. Retrieved from [http://www.asauee2013.com.ar/asaue/wp-content/uploads/2013/11/4\\_1\\_Pulido.pdf](http://www.asauee2013.com.ar/asaue/wp-content/uploads/2013/11/4_1_Pulido.pdf)
- Ministerio de Minas y Energía. REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS ( RETIE ) (2004). Bogotá.
- Múnera, L. F., Sanchez, O., Palacios, A., Soto, C., Davis, Z. J., Carmona, H. A., & Hernandez, J. D. (2011). *Potencial Hidroeléctrico de Antioquia Inventario, perspectivas y estrategias*. (Antioquia. Banco de Iniciativas Regionales para el Desarrollo de Antioquia-BIRD, Ed.) (1st ed., p. 112). Medellín.
- Municipio de San Carlos. (2012). *Reporte de transferencias 1994-2011* (p. 1). San Carlos.
- Naranjo, A., Muños, J., Mesa, M., & Londoño, S. (2011). *El Impuesto Predial municipal en Antioquia: Hacia el diseño de un recaudo óptimo* (p. 111). Medellín.
- Núñez, J. (2005). *Diagnostico básico de la situación de los ingresos por impuestos del orden municipal en colombia* (Vol. 7191, p. 137). Bogotá.
- OCEDE. (2014). *Evaluaciones del desempeño ambiental: Colombia 2014* (p. 258).
- Ometto, J. P., Cimbleiris, A. C. P., dos Santos, M. a., Rosa, L. P., Abe, D., Tundisi, J. G., ... Roland, F. (2013). Carbon emission as a function of energy generation in hydroelectric reservoirs in Brazilian dry tropical biome. *Energy Policy*, 58, 109–116. doi:10.1016/j.enpol.2013.02.041
- Ospina, E., & Molina, A. PONENCIA PARA PRIMER DEBATE AL PROYECTO DE LEY 088 DE 2010 (2011).
- Piketty, T. (2014). *Capital in the Twenty-First Century* (Cambridge:, p. 685). Massachusetts.
- Porvari, P. (1995). Mercury levels of fish in Tucurui hydroelectric reservoir and in River Mojti in Amazonia , in the state of Par & Brazil ' Serra Pelada. *The Science of the Total Environment*, 175, 109–117.
- Ramírez, C. Z. (2011). *Evaluación del comportamiento de la competencia en la actividad de generación de energía en el mercado mayorista colombiano, bajo condiciones de oligopolio*. Universidad Nacional de Colombia sde Manizales.
- Revollo, D., & Ramírez, J. (2004). Revisión de los modelos de eficiencia introducidos mediante la resolución CRA 287 de 2004. *Comisión de Regulación de Agua Potable Y Saneamiento básico(CRA)*, 14, 7–91.

- Rios, E., & Balbin, E. (2014). Notas Confidenciales. 5.115. Medellin: Orbis.
- Rovere, L. Tucuruí Hydropower Complex (2000).
- Sachs, W. (1996). *Diccionario del desarrollo. Una guía del conocimiento como poder*, W. SACHS ( ... (p. 392). Lima: PRATEC. Proyecto Andino de Tecnologías Campesinas. Retrieved from <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Diccionario+de+Desarrollo#3>
- Sandoval, C. (1999). *Santa Fe de Bogotá y la descentralización fiscal en Colombia criterios de eficiencia y equidad* (p. 37). Bogota.
- SIEL. (2013). Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico Colombiano. Retrieved from <http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2013/boletin-Marzo2013.pdf>
- Stiglitz, J. (2003). *La economía del sector público*. (A. B. O, Ed.) (3rd ed., p. 756). Barcelona.
- Superintendencia de servicios públicos domiciliarios. (2011). *Informe 58- DESEMPEÑO FINANCIERO DE LOS PRINCIPALES AGENTES GENERADORES EN EL PERIODO 2009 - 2010* (p. 46). Bogota.
- Superintendencia de servicios públicos domiciliarios. (2012). *Informe 71- DESEMPEÑO FINANCIERO DE LOS PRINCIPALES AGENTES GENERADORES EN EL PERIODO 2010-2011* (p. 53). Bogota.
- Superintendencia de servicios públicos domiciliarios. (2013). *Informe 81- DESEMPEÑO FINANCIERO DE LOS PRINCIPALES AGENTES GENERADORES EN EL 2012* (p. 43). Bogota.
- Transparencia por Colombia. (2009). *Índice de Transparencia Nacional – Resultados 2007-2008* (p. 72). Bogota.
- Unidad de planeacion minero Energetica UPME. (2009). *plan de expansión de referencia generación-transmisión 2009-2023* (p. 198). Bogota: unidad de planeacion minero energetica UPME.
- United Nations. (1987). *brundtland report. Our Common Future* (p. 247).
- Uribe, M. (2014). Tributación local para construir la Paz en las regiones. *Corporacion viva la ciudadania*. Retrieved from <http://www.viva.org.co/cajavirtual/svc0390/articulo09.html>
- Vélez, L. (2013). *Tranferencias e impuesto predial. inequidad territorial* (p. 77). Medellin.
- Vélez, L. D. (1993). *Efectos intersectoriales de los proyectos hidroeléctricos*. (p. 133). Medellin.
- Vélez, L., & Rios, J. (2012). *Informe San Carlos- Convenio Interadministrativo Municipio de San Carlos*. Medellin.
- Vélez, L., Vélez, A., Arroyave, G., & Giraldo, I. (1982). *Impactos regionales de los proyecto hidroelectricos* (p. 207). Medellin: Gobierno de Antioquia.departamento adminsitrativo de planeacion.

- Vélez, L., & Vélez, J. (2014). ¿Son las transferencias del sector hidroeléctrico un instrumento eficaz la protección de los recursos naturales? *Gestion Y Ambiente, en proceso*, 18.
- XM filiar de ISA. (2013a). *Informe de Oferta y Generación Julio de 2013* (p. 10). Medellin.
- XM filiar de ISA. (2013b). *Informe Ejecutivo Marzo de 2013* (Vol. 2001, p. 9). Medellin.
- XM filiar de ISA. (2014). Generacion de las centrales del SIN. Retrieved June 22, 2014, from <http://informacioninteligente10.xm.com.co/oferta/Paginas/HistoricoOferta.aspx?RootFolder=/oferta/HistoricoOferta/Generación&FolderCTID=0x01200075F2CCF9F779EE4B93D2D54764CDB78A&View={9F21C71E-AD8F-4E3F-B2EA-0B38F49A9BA8}>
- Xu, X., Tan, Y., Yang, G., Li, H., & Su, W. (2011). Impacts of China's Three Gorges Dam Project on net primary productivity in the reservoir area. *The Science of the Total Environment*, 409(22), 4656–62. doi:10.1016/j.scitotenv.2011.08.004
- Zhao, H. Z., Ma, a. J., Liang, X. G., Shi, P. L., & Meng, F. S. (2012). Post-project-analysis in Environmental Impact of the Ecological Construction Projects. *Procedia Environmental Sciences*, 13(2011), 1754–1759. doi:10.1016/j.proenv.2012.01.169